ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 56175— 2014 (ИСО 10405:2000)

ТРУБЫ ОБСАДНЫЕ И НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Рекомендации по эксплуатации и обслуживанию

ISO 10405:2000
Petroleum and natural gas industries — Care and use of casing and tubing (MOD)

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2015

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 ПОДГОТОВЛЕН подкомитетом ПК 7 «Трубы нарезные нефтяного сортамента» Технического комитета по стандартизации ТК 357 «Стальные и чугунные трубы и баллоны»

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 357 «Стальные и чугунные трубы и баллоны»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 16 октября 2014 г. № 1347-ст

4 Настоящий стандарт является модифицированным по отношению к международному стандарту ИСО 10405:2000 «Нефтяная и газовая промышленность. Эксплуатация и обслуживание обсадных и насосно-компрессорных труб» (ISO 10405:2000 «Petroleum and natural gas industries — Care and use of casing and tubing») путем:

- изменения отдельных фраз (слов, значений показателей), выделенных в тексте настоящего стандарта курсивом;
- дополнения структурными элементами (пунктами, подпунктами, абзацами, таблицами и рисунками), выделенными в тексте настоящего стандарта вертикальной линией, расположенной на полях этого текста;
- изменения содержания отдельных структурных элементов (удаления предложений, абзацев), выделенных в тексте настоящего стандарта курсивом и вертикальной линией, расположенной на полях этого текста;
- изменения его структуры для приведения в соответствие с правилами, установленными в ГОСТ Р 1.5 (подразделы 4.2 и 4.3). Сравнение структуры настоящего стандарта со структурой указанного международного стандарта приведено в дополнительном приложении ДА. Наименование настоящего стандарта изменено относительно наименования указанного международного стандарта для приведения в соответствие с ГОСТ Р 1.5 (пункт 3.5)

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0—2012 (раздел 8). Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (gost.ru)

© Стандартинформ, 2015

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения . . . 1
2 Нормативные ссылки . . . 1
3 Термины и сокращения . . . 2
4 Порядок спуска и подъема обсадных труб . . . 2
4.1 *Документирование процесса подготовки и спуска колонны* . . . 2
4.2 *Контроль и подготовка труб* . . . 2
4.3 *Подъем труб на буровую установку* . . . 4
4.4 *Нанесение смазки* . . . 4
4.5 *Посадка трубы в муфту* . . . 5
4.6 Свинчивание *и спуск колонны* . . . 5
4.7 Защита труб протекторами . . . 8
4.8 Подъем колонны из скважины . . . 8
4.9 Причины неисправностей при сборке и эксплуатации . . . 9
5 Порядок спуска и подъема насосно-компрессорных труб . . . 10
5.1 Документирование процесса подготовки и спуска колонны . . . 10
5.2 Контроль и подготовка труб . . . 10
5.3 Подъем труб на буровую установку . . . 12
5.4 *Нанесение смазки* . . . 12
5.5 *Посадка трубы в муфту* . . . 13
5.6 Свинчивание и спуск колонны . . . 13
5.7 Подъем *колонны* из скважины . . . 15
5.8 Причины неисправностей при сборке и эксплуатации . . . 16
6 Транспортирование, погрузочно-разгрузочные операции и хранение труб . . . 17
6.1 Общие положения . . . 17
6.2 Транспортирование . . . 17
6.3 Погрузочно-разгрузочные операции . . . 18
6.4 Хранение . . . 18
7 Контроль и классификация труб, бывших в употреблении . . . 19
7.1 Общие положения . . . 19
7.2 Порядок контроля и классификации . . . 19
7.3 Контроль состояния поверхности тела труб и резьбовых соединений . . . 19
7.4 Оценка пригодности к эксплуатации . . . 20
8 Защита от коррозии . . . 20
8.1 Коррозионное разрушение . . . 20
8.2 Защита от коррозии обсадных труб . . . 21
8.3 Защита от коррозии насосно-компрессорных труб . . . 22
9 Ремонт *поврежденных труб* и *резьбовых соединений* . . . 22
10 Приварка приспособлений к обсадным трубам . . . 22
10.1 Общие положения . . . 22
10.2 Сварные швы . . . 23
10.3 Способы сварки . . . 23
10.4 Наплавочный материал при дуговой сварке . . . 23
10.5 Подготовка основного металла . . . 24
10.6 Предварительный нагрев и охлаждение . . . 24
10.7 Технология сварки . . . 24
Приложение А (обязательное) Расчетные значения моментов свинчивания резьбовых соединений . . 26
Приложение В (справочное) Соответствие резьбовых соединений, упомянутых в настоящем стандарте, и резьбовых соединений, применявшихся ранее в национальной промышленности . . . 53
Приложение ДА (справочное) Сравнение структуры настоящего стандарта со структурой примененного в нем международного стандарта . . . 54
Библиография . . . 56

Введение

Настоящий стандарт модифицирован по отношению к международному стандарту ИСО 10405:2000 «Нефтяная и газовая промышленность. Эксплуатация и обслуживание обсадных и насосно-компрессорных труб» в связи с необходимостью дополнения размеров, типов резьбовых соединений и групп прочности обсадных и насосно-компрессорных труб, широко применяемых в российской нефтяной и газовой промышленности.

Настоящий стандарт разработан в целях перехода российской промышленности к мировой практике эксплуатации и обслуживания обсадных и насосно-компрессорных труб, к повышению уровня взаимодействия изготовителей и потребителей труб, уровня проведения процессов эксплуатации и обслуживания, надежности и долговечности обсадных и насосно-компрессорных колонн в целом.

В настоящем стандарте содержатся рекомендации по подготовке к свинчиванию обсадных и насосно-компрессорных труб, изготовляемых по ГОСТ 31446, по спуску и подъему колонн, приварке приспособлений, анализу причин неисправностей и повреждений, контролю и классификации труб бывших в употреблении, рекомендации по транспортированию, погрузочно-разгрузочным операциям и хранению, а также расчетные значения моментов свинчивания для труб различных размеров, групп прочности и резьбовых соединений.

Модификация настоящего стандарта по отношению к международному стандарту заключается в следующем:

- исключены силиконовые смазки;
- дополнена формула для расчета с рекомендуемым расходом смазки для труб различных диаметров;
- дополнены правила очистки резьбы от смазки;
- уточнены рекомендации по свинчиванию резьбовых соединений SC, LC, BC, NU, EU и дополнены рекомендации по свинчиванию резьбовых соединений ОТТМ, ОТТГ, НКТ, НКТВ и НКМ;
- дополнены расчетные моменты свинчивания обсадных труб с резьбовыми соединениями SC и LC для группы прочности Q135 и наружных диаметров 146,05 и 324,85 мм, насосно-компрессорных труб — для резьбовых соединений НКТ и НКТВ, группы прочности К72 и толщин стенок, широко применяемых в национальной промышленности;
- дополнены правила перевозки труб авиатранспортом;
- дополнено приложение В, содержащее сведения о соответствии резьбовых соединений, упомянутых в настоящем стандарте, и резьбовых соединений, применяемых ранее в национальной промышленности;
- исключены все данные, относящиеся к резьбовым соединениям Экстрим-лайн и Интеграл-джойнт, не применяемым в национальной промышленности;
- исключены значения показателей, выраженные в американской системе единиц, а также исходное содержание приложения А с соотношениями между единицами СИ и единицами американской системы.

Рекомендации стандарта могут быть применены для эксплуатации и обслуживания обсадных и насосно-компрессорных труб, в том числе с другими резьбовыми соединениями, подобными резьбовым соединениям по ГОСТ Р 51906 и ГОСТ Р 53365, изготавливаемых по техническим условиям и стандартам организаций.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ТРУБЫ ОБСАДНЫЕ И НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Рекомендации по эксплуатации и обслуживанию

Casing and tubing for petroleum and natural gas industries. Recommendations for use and care

Дата введения — 2015—01—01

1 Область применения

Настоящий стандарт содержит рекомендации по обслуживанию и эксплуатации обсадных и насосно-компрессорных труб, в том числе по порядку спуска и подъема, посадке труб в муфты и свинчиванию в промысловых условиях. Приводит рекомендуемые расход смазки, моменты свинчивания труб размеров, групп прочности и типов резьбовых соединений по ГОСТ Р 53366, а также рекомендации по транспортированию, погрузочно-разгрузочным операциям, хранению, инспекции и сварке в промысловых условиях.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 10692—80 Трубы стальные, чугунные и соединительные части к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение

ГОСТ 23258—78 Смазки пластичные. Наименование и обозначение

ГОСТ 31446—2012 (ISO 11960:2004) Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных, насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия

ГОСТ Р 51365—2009 (ИСО 10423:2003) Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования

ГОСТ Р 51906—2002 Соединения резьбовые обсадных, насосно-компрессорных труб и трубопроводов и резьбовые калибры для них. Общие технические требования

ГОСТ Р 53365—2009 Трубы обсадные и насосно-компрессорные и муфты к ним. Основные параметры и контроль резьбовых соединений. Общие технические требования

ГОСТ Р 53521—2009 Переработка природного газа. Термины и определения

ГОСТ Р 53678—2009 (ИСО 15156-2:2003) Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для использования в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали, стойкие к растрескиванию, и применению чугунов

ГОСТ Р ИСО 13678 (проект) Трубы обсадные, насосно-компрессорные, трубопроводные и элементы бурильных колонн, применяемые в нефтяной и газовой промышленности. Оценка и испытание смазок для резьбовых соединений

ГОСТ Р (ИСО 10400, MOD) (проект) Трубы обсадные, насосно-компрессорные, бурильные и трубопроводные для нефтяной и газовой промышленности. Формулы и расчет свойств

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты», за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт,

Издание официальное

на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и сокращения

3.1 *В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 23258, ГОСТ 31446, ГОСТ Р 51365, ГОСТ Р 51906, ГОСТ Р 53365 и ГОСТ Р 53521.*

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ВС — тип упорного соединения обсадных труб с трапецеидальной резьбой;

EU — тип соединения насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами с закругленной треугольной резьбой;

LC — тип соединения обсадных труб с удлиненной закругленной треугольной резьбой;

NU — тип соединения насосно-компрессорных труб с треугольной резьбой;

SC — тип соединения обсадных труб с короткой закругленной треугольной резьбой;

НКТ — тип соединения насосно-компрессорных труб с закругленной треугольной резьбой;

НКТВ — тип соединения насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами с закругленной треугольной резьбой;

НКМ — тип соединения насосно-компрессорных труб с трапецеидальной резьбой и узлом уплотнения металл-металл;

ОТТМ — тип соединения обсадных труб с трапецеидальной резьбой;

ОТТГ — тип соединения обсадных труб с трапецеидальной резьбой и узлом уплотнения металл-металл.

4 Порядок спуска и подъема обсадных труб

4.1 *Документирование процесса подготовки и спуска колонны*

4.1.1 *Для спуска колонны обсадных труб должны быть разработаны инструкции, регламентирующие растяжение колонны и порядок спуска колонны до забоя.*

Цель таких инструкций — не допустить критических напряжений или чрезмерных и небезопасных растягивающих напряжений в любой момент срока службы скважины. Для обеспечения надлежащего уровня растяжения колонны и правильной процедуры спуска необходимо учесть все факторы, такие как температура и давление в скважине, температура бурового раствора и изменение температуры при эксплуатации. Должен быть учтен исходный запас прочности колонны на растяжение, влияющий на порядок спуска колонны до забоя.

4.1.2 *Все работы по креплению скважины обсадной колонной должны проводиться по утвержденному плану работ, составленному в соответствии с инструкциями и требованиям регламентирующих документов.*

План должен включать указания по порядку сборки в колонну труб различных групп прочности, размеров и типов резьбовых соединений. Спуск труб необходимо проводить в строгом соответствии с установленным порядком.

4.2 *Контроль и подготовка труб*

4.2.1 *Осмотр труб и муфт*

Перед началом работ необходимо провести осмотр каждой трубы и муфты. Обсадные трубы не должны иметь дефектов, которые по *ГОСТ 31446* относятся к недопустимым дефектам, и должны соответствовать требованиям, установленным в настоящем стандарте.

Для применения труб в скважинах со специальными условиями эксплуатации, методы контроля дефектов, указанные в *ГОСТ 31446,* могут не обеспечить выявление дефектов в той степени, которая была бы достаточной для применения труб в таких условиях. В таких случаях рекомендуется использо-

вать другие методы неразрушающего контроля, которые позволяют подтвердить необходимое качество труб и их пригодность для спуска в скважину.

Следует выполнить оценку методов неразрушающего контроля, предусмотренных в ГОСТ 31446, для определения возможности применения этих методов для выявления дефектов и разделения сигналов от недопустимых дефектов от источников ложных сигналов, которые могут возникнуть при применении этих методов.

4.2.2 *Подготовка обсадных труб к свинчиванию в колонну*

При подготовке обсадных труб для свинчивания в колонну рекомендуется выполнить следующие основные действия:

a) скомплектовать трубы по видам, группам прочности, размерам и типам соединений и уложить их на стеллажи с учетом очередности спуска труб по плану работ.

Если какая-либо труба не поддается идентификации, то она должна быть отложена до выяснения ее вида, группы прочности, размера и типа резьбового соединения;

b) снять резьбовые предохранители с концов труб и муфт.

Резьбовые предохранители следует снимать специальным ключом усилием одного человека. В случае затруднения при снятии резьбового предохранителя допускаются легкие удары деревянным предметом по торцу предохранителя для устранения возможного перекоса;

c) очистить резьбовые соединения труб и муфт от смазки.

Очистку от смазки следует проводить ветошью при помощи горячей мыльной воды, подаваемой под напором, или пароочистителя. Допускается удалять смазку с помощью растворителя, не содержащего хлор.

Для удаления смазки не допускается использовать дизельное топливо, керосин, соленую воду, барит и металлические щетки!

Также не следует использовать для удаления смазки моющие средства, оставляющие пленку на поверхности соединения и приводящие к ухудшению последующего нанесения уплотнительной смазки и ее адгезии к металлу.

После удаления смазки, резьбовые соединения следует тщательно протереть сухой и чистой ветошью или просушить продувкой сжатым воздухом;

d) осмотреть резьбовые соединения труб и муфт.

Резьбовые соединения могут получить повреждения в результате соударения труб между собой или каких-либо других ударных воздействий, появления ржавчины, коррозии или других химических повреждений под воздействием окружающей среды или агрессивных компонентов смазки, а также при снятии резьбовых предохранителей.

Трубы с повреждениями резьбы, которые по ГОСТ Р 51906 и ГОСТ Р 53365 относятся к недопустимым и которые нельзя исправить, к спуску не допускаются;

e) измерить длину каждой трубы.

Измерения следует проводить от свободного торца муфты до участка ниппельного конца трубы, соответствующего номинальному положению торца муфты при механическом свинчивании (приблизительно до конца сбега резьбы на трубе или до основания треугольного клейма).

Сумма измеренных длин отдельных труб представляет собой длину ненагруженной собственным весом колонны обсадных труб.

Для измерения длины труб следует использовать стальную измерительную ленту, с ценой деления не более 1,0 мм;

f) *провести шаблонирование каждой трубы.*

Шаблонирование должно быть проведено стальным шаблоном (оправкой) по всей длине труб. Для шаблонирования труб из хромистых и коррозионно-стойких сталей следует использовать полимерные или алюминиевые оправки. Размеры рабочей части оправки должны соответствовать размерам, указанным в ГОСТ 31446. Через каждые 50 труб рекомендуется проверять диаметр рабочей части оправки в трех плоскостях по длине оправки. Не допускается использовать оправки при уменьшении диаметра рабочей части оправки более чем на 0,5 мм в какой-либо из трех плоскостей.

Положение трубы при шаблонировании должно исключать ее провисание. Используемые для шаблонирования веревки или стержни должны быть чистыми. При минусовой температуре воздуха трубы непосредственно перед шаблонированием следует прогреть паром.

Оправка должна свободно проходить через всю трубу. Если оправка не проходит через трубу, эта труба должна быть отложена для принятия решения о возможности ее дальнейшего использования, и заменена другой трубой с проведением перенумерации труб.

Допускается проводить шаблонирование в процессе подъема труб на буровую;

g) установить резьбовые предохранители.

Чтобы не повредить резьбовые соединения труб и муфт при перекатывании их по стеллажу или подъеме на буровую, на них следует установить чистые резьбовые предохранители или специальные защитные колпаки.

Допускается неоднократное использование снятых резьбовых предохранителей при условии, что после каждого использования они должны быть тщательно очищены от ранее нанесенной смазки и внимательно осмотрены для выявления повреждений. Очистку от смазки следует проводить в соответствии с требованиями по очистке резьбовых соединений труб и муфт [перечисление c)]. Не допускается повторное использование резьбовых предохранителей со значительными повреждениями резьбы и формы.

При повторной установке резьбовых предохранителей необходимо убедиться, что они предназначены для труб и муфт данного размера и типа резьбового соединения.

4.3 *Подъем труб на буровую установку*

Подъем труб на буровую установку следует проводить по отдельности, при необходимости используя устройство для подачи труб. Необходимо соблюдать осторожность, не допуская изгиба труб и ударов муфт или резьбовых предохранителей с любой частью буровой вышки или другим оборудованием. На воротах буровой вышки следует иметь удерживающий канат.

Подъем труб на буровую установку должен проводиться только с установленными резьбовыми предохранителями или защитными колпаками!

4.4 *Нанесение смазки*

4.4.1 *Резьбовые предохранители или защитные колпаки с трубы и муфту следует снимать только непосредственно перед посадкой трубы в муфты и нанесением резьбовой уплотнительной смазки.*

4.4.2 *После снятия резьбовых предохранителей или защитных колпаков необходимо проверить отсутствие механических повреждений на резьбовом соединении на свободном конце трубы.*

4.4.3 *Резьбовую уплотнительную смазку следует равномерно нанести на всю поверхность резьбы ниппельного конца трубы и муфты предыдущей трубы, включая резьбу с неполным профилем, упорные и уплотнительные поверхности соединения.*

4.4.4 *Смазку следует наносить на тщательно высушенную поверхность резьбового соединения кистью, щеткой или другими приспособлениями, на конец муфты рекомендуется наносить смазку приспособлением с рельефным профилем.*

Запрещается использовать для нанесения смазки металлические щетки!

4.4.5 *Рекомендуется применение резьбовых уплотнительных смазок, соответствующих требованиям ГОСТ Р ИСО 13678.*

4.4.6 *Минимальное количество смазки, необходимое для свинчивания одного резьбового соединения, должно рассчитываться по следующей формуле*

$$M_{мин} = 0{,}42\rho D, \qquad (1)$$

где $M_{мин}$ *— минимальная масса смазки, г, на одно резьбовое соединение, округленная до целого значения;*

ρ *— плотность смазки, г/см*^{3}*;*

D *— наружный диаметр труб, мм.*

Необходимое количество резьбовой смазки должно распределяться между муфтой и концом трубы, следующим образом: 2/3 количества смазки — на конец муфты, 1/3 — на конец трубы.

4.4.7 *При использовании резьбовой смазки следует выполнять следующие рекомендации:*

- использовать смазку только из тары изготовителя, на которой указаны название смазки, номер партии, дата изготовления и срок годности смазки;

- для сборки одной колонны использовать смазку одного наименования;

- тщательно перемешивать смазку перед использованием;

- при низкой минусовой температуре подогреть смазку перед нанесением;

- не допускать загрязнения смазки и приспособления для ее нанесения посторонними веществами;

- хранить смазку в тщательно закрытой и перевернутой таре;

- хранить смазку при температуре, указанной изготовителем смазки;

- при хранении тары с неиспользованной полностью смазкой необходимо указать на ней дату первичного использования.

Запрещается использовать смазку с истекшим сроком годности, из тары, не имеющей идентификационных признаков, перекладывать смазку в другие емкости или разбавлять смазку!

4.5 *Посадка трубы в муфту*

4.5.1 *Перемещение первой трубы колонны к забою скважины должно выполняться крайне осторожно.*

Категорически запрещается быстрый спуск и посадка труб на забой!

4.5.2 *Перед посадкой трубы в муфту должна быть проверена соосность оси трубы и оси скважины.*

4.5.3 *При посадке трубы в муфту необходимо опускать ее плавно, не допуская ударов торца трубы о торец муфты, соскальзывания конца трубы в муфту и повреждений резьбы. При этом рекомендуется применять специальную посадочную направляющую или направляющую воронку. Если после посадки наблюдается перекос трубы, необходимо поднять ее, осмотреть на предмет отсутствия повреждений и принять решение о возможности ее дальнейшего использования.*

4.5.4 *При свинчивании труб с переводниками и соединительными деталями необходимо убедиться, что свинчиваемые резьбовые концы изделий имеют одинаковый размер и тип резьбового соединения.*

Примечание — При посадке трубы в муфту, спуско-подъемных операциях и свинчивании-развинчивании возможно образование задиров на резьбе труб и муфт из склонных к задирам материалов (мартенситных хромистых сталей L80 тип 9Cr и L80 тип 13Cr, двухфазных нержавеющих сталей и сплавов на основе никеля). Стойкость резьбы к задирам в основном зависит от двух факторов — подготовки и обработки поверхности резьбы при изготовлении и осторожности при проведении спуско-подъемных операций.

4.6 Свинчивание *и спуск колонны*

4.6.1 *Применение элеваторов обычного типа*

При применении для спуска и подъема труб элеватора обычного типа несущая поверхность элеватора должна быть тщательно проверена на неравномерный износ, который может привести к установке трубы с перекосом и опасности вырывания трубы из муфты, а также к неравномерному распределению нагрузки по опорной поверхности муфты. Элеваторы должны быть снабжены стропами равной длины.

4.6.2 *Применение элеваторов клинового типа*

Для тяжелых обсадных колонн рекомендуется применение элеваторов клинового типа (спайдер-элеваторов). Клиновой захват и клинья элеватора должны быть чистыми, без видимых механических повреждений и деформации кромок, соответствовать наружному диаметру спускаемой в скважину трубы и равномерно охватывать трубу в месте захвата. Для тяжелых обсадных колонн рекомендуется использовать удлиненные плашки.

4.6.3 *Требования к работе элеватора*

Необходимо следить за тем, чтобы захват и клинья элеватора опускались одновременно. Их неравномерное опускание может привести к образованию на трубах вмятин или сильных надрезов. Должна быть проверена исправность защелки элеватора.

4.6.4 *Подбор трубного ключа*

Свинчивание колонны следует выполнять специально подобранным трубным ключом, обеспечивающим необходимый момент свинчивания резьбового соединения.

Трубный ключ должен быть выбран по размеру, *группе прочности и типу соединения* труб так, чтобы создавать усилие, равное 1,5 % расчетной прочности соединения по ГОСТ Р (ИСО 10400), или на 50 % превышать момент свинчивания, указанный в таблице А.1 (приложение А).

Плашки ключа необходимо подбирать в соответствии с наружным диаметром труб. Плашки не должны сминать трубы, но должны плотно прилегать к ним во избежание нанесения глубоких рисок на поверхность труб. Не рекомендуется применение цепных ключей.

Примечание — Следы от клиньев и плашек трубных ключей оказывают отрицательное воздействие на трубы. Необходимо принять все возможные меры для сведения таких повреждений к минимуму.

Необходимо проверить износ поверхностей оси шарнира и самого шарнира трубного ключа. При необходимости следует подправить крепление удерживающего каната к стойке так, чтобы обеспечить горизонтальность трубного ключа и не допустить неравномерного распределения нагрузки по поверхностям зажима трубы.

Трубный ключ с указателем момента свинчивания должен быть поверен в установленном порядке.

Примечание — Рекомендации по свинчиванию обсадных труб, приведенные в 4.6.5—4.6.9, распространяются на применение трубных ключей с силовым приводом.

4.6.5 *Правила проведения свинчивания*

После посадки трубы в муфту следует свинчивание на первые 2—3 оборота выполнять вручную или с помощью ключа с ремнем и убедиться, что зацепление резьбы происходит правильно, без свинчивания резьбы с перекосом.

На первых стадиях свинчивания труб необходимо следить за любыми нарушениями в процессе свинчивания или отклонениями от заданной скорости свинчивания, т. к. они могут указывать на свинчивание с перекосом, загрязнение или повреждение резьбы или на другие нарушения.

При выполнении дальнейшего свинчивания соединения скорость свинчивания должна быть не более 15 об/мин для предотвращения образования задиров. При возрастании момента скорость свинчивания должна быть снижена до скорости не более 5 об/мин, при этом происходит докрепление соединения для достижения необходимого положения муфты на трубе.

Докрепление резьбового соединения вращением ротора не допускается!

При выполнении дальнейшего свинчивания соединения труб из мартенситных хромистых сталей L80 тип 9Cr и L80 тип 13Cr, двухфазных нержавеющих сталей и сплавов на основе никеля его следует проводить до предела ручного свинчивания, а затем со скоростью свинчивания не более 5 об/мин для предотвращения образования задиров.

Для правильного свинчивания должно быть определено оптимальное значение момента свинчивания для труб всех размеров и типов резьбовых соединений.

Значение момента свинчивания зависит от ряда факторов:

- геометрических параметров резьбы;

- материала покрытия поверхности резьбы;

- типа резьбовой смазки;

- группы прочности и размера труб:

- уплотнительных колец в муфте;

- условий окружающей среды и т. д.

4.6.6 *Свинчивание обсадных труб с резьбовыми соединениями SC и LC*

Свинчивание рекомендуется проводить в следующем порядке:

1) Для каждой секции колонны выполнить свинчивание не менее 10 резьбовых соединений (идущих первыми последовательно по плану работ) с целью определения оптимального момента свинчивания. Полученное значение может отличаться от расчетного значения, указанного в таблице А.1 (приложение А).

Расчетные значения момента свинчивания, указанные в таблице А.1 (приложение А), применимы для соединений труб с муфтами, имеющими цинковое или фосфатное покрытие резьбы.

2) Проводить свинчивание труб с определением момента свинчивания до совпадения торца муфты с концом сбега резьбы или до основания треугольного клейма (равностороннего треугольника со стороной 9,5 мм), если на трубы нанесено треугольное клеймо.

3) Свинчивание считается правильным, если после свинчивания:

- торец муфты совпадает с концом сбега резьбы при допускаемом отклонении плюс-минус два витка резьбы (два шага резьбы) — для труб без треугольного клейма;

- торец муфты находится между вершиной и основанием треугольного клейма, при допускаемом отклонении минус один виток резьбы (шаг резьбы) от основания треугольного клейма — для труб с треугольным клеймом.

4) Среднеарифметическое значение момента свинчивания после свинчивания не менее 10 резьбовых соединений является оптимальным для данных условий свинчивания.

5) При свинчивании остальных труб минимальный момент свинчивания должен быть не менее 75 % оптимального значения, а максимальный момент свинчивания — не более 125 % оптимального значения.

6) Если после свинчивания конец сбега резьбы трубы перекрывается торцом муфты на два витка резьбы или находится у вершины треугольного клейма и при этом момент свинчивания составляет менее 75 % определенного оптимального значения, то свинчивание данного соединения должно быть отложено до принятия решения о дальнейшем его использовании.

7) Если по достижению рекомендуемого момента свинчивания торец муфты не доходит до сбега резьбы трубы на несколько витков или не доходит до основания треугольного клейма, то следует приложить дополнительный момент, но не превышающий 125 % от определенного оптимального значения. Если после приложения дополнительного момента торец муфты не доходит до сбега резьбы трубы более чем на три витка резьбы или не доходит до основания треугольного клейма, то свинчивание данного соединения должно быть отложено до принятия решения о дальнейшем его использовании.

При применении для свинчивания SC и LC трубных ключей без указателя момента свинчивания сначала выполняют свинчивание вручную (цепным ключом или ключом с ремнем) до предела ручного свинчивания, после чего проводят механическое свинчивание на следующее число оборотов:

- не менее трех оборотов — для труб наружным диаметром от 114,30 до 177,80 мм включительно;

- не менее трех с половиной оборотов — для труб наружным диаметром 193,68 мм и более;

- не менее четырех оборотов — для труб наружным диаметром 244,48 и 273,05 мм группы прочности Р110 и наружным диаметром 508,00 мм групп прочности J55 и К55.

4.6.7 *Свинчивание обсадных труб с резьбовым соединением ВС*

Свинчивание рекомендуется проводить в следующем порядке:

1) Для каждой партии труб выполнить свинчивание не менее 10 резьбовых соединений (идущих последовательно по плану работ) с целью определения оптимального момента свинчивания. Полученное значение момента свинчивания применимо для данных условий свинчивания (применяемой смазки, температуры окружающей среды, группы прочности и размера труб и т. д.).

2) Проводить свинчивание труб до совпадения торца муфты с основанием треугольного клейма с определением момента свинчивания.

3) Свинчивание считается правильным, если после свинчивания торец муфты находится между вершиной и основанием треугольного клейма с допускаемым отклонением минус один виток резьбы (шаг резьбы) от основания треугольного клейма.

4) Среднеарифметическое значение момента свинчивания после свинчивания не менее 10 резьбовых соединений является оптимальным для данных условий свинчивания.

5) При свинчивании остальных труб минимальный момент свинчивания, при котором торец муфты совпадает с вершиной треугольного клейма на трубе, должен быть не менее 75 % определенного оптимального значения, а максимальный момент свинчивания, при котором торец муфты совпадает с основанием треугольного клейма, — не более 125 % определенного оптимального значения. В противном случае свинчивание данного резьбового соединения должно быть отложено до принятия решения о дальнейшем его использовании.

4.6.8 Свинчивание обсадных труб с резьбовым соединением ОТТГ

Свинчивание рекомендуется проводить в следующем порядке:

1) Определить расстояние от торца муфты до упорного уступа муфты не менее чем на 10 трубах, идущих последовательно по плану работ, и отметить риской измеренные значения на поверхности ниппельного конца каждой последующей трубы.

2) Провести свинчивание этих труб, определяя значение момента свинчивания, при совпадении отметки на ниппельном конце с торцом соответствующей муфты. Определенное среднеарифметическое значение момента свинчивания после свинчивания этих труб является оптимальным для данных условий свинчивания (применяемой смазки, температуры окружающей среды, группы прочности и размера труб и т. д.).

3) При свинчивании остальных труб минимальный момент свинчивания должен быть не менее 75 % определенного оптимального значения, а максимальный момент свинчивания — не более 125 % определенного оптимального значения. В противном случае свинчивание данного резьбового соединения должно быть отложено до принятия решения *о дальнейшем его использовании*.

4.6.9 Свинчивание обсадных труб с резьбовым соединением ОТТМ

Свинчивание рекомендуется проводить в следующем порядке:

1) Для каждой партии труб выполнить свинчивание не менее 10 резьбовых соединений (идущих последовательно по плану работ) с целью определения оптимального момента свинчивания. Полученное значение момента свинчивания применимо для данных условий свинчивания (применяемой смазки, температуры окружающей среды, группы прочности и размера труб и т. д.).

2) Проводить свинчивание труб до совпадения торца муфты со сбегом резьбы трубы с определением момента свинчивания.

3) Свинчивание считается правильным, если после свинчивания торец муфты совпадает с концом сбега резьбы или не доходит до него не более чем на 5 мм.

4) Определенное среднеарифметическое значение момента свинчивания после свинчивания этих труб является оптимальным для данных условий свинчивания.

5) При свинчивании остальных труб минимальный момент свинчивания, при котором торец муфты совпадает с концом сбега резьбы на трубе, должен быть не менее 75 % определенного оптимального значения, максимальный момент свинчивания, при котором торец муфты может не доходить до конца сбега резьбы на трубе не более чем на 5 мм, — не более 125 % от определенного оптимального значения. В противном случае свинчивание данного резьбового соединения должно быть отложено до принятия решения *о дальнейшем его использовании*.

4.6.10 *Отложенные резьбовые соединения*

Резьбовые соединения, свинчивание которых отложено для принятия решения о возможности дальнейшего использования, должны быть развинчены для определения причин неправильного свинчивания. Проверке должна быть подвергнута резьба трубы и свинчиваемой с ней муфты. Развинченные резьбовые соединения не допускается свинчивать повторно без дополнительного контроля или ремонта, даже если они имеют незначительные видимые повреждения.

Если причиной неправильного свинчивания не являются повреждения или недопустимые отклонения геометрических параметров резьбы, то для обеспечения правильного свинчивания необходимо скорректировать момент свинчивания.

4.6.11 *Биение верхнего конца трубы*

Если при свинчивании отмечается биение верхнего конца трубы, указывающее на возможное смещение оси резьбы муфты относительно оси трубы, следует снизить скорость вращения для предотвращения образования заедания резьбы. Если биение продолжается и при уменьшенной скорости свинчивания, то труба должна быть отложена для принятия решения о возможности ее дальнейшего использования.

4.6.12 *Докрепление муфты, установленной изготовителем*

При свинчивании соединения может произойти докрепление муфты, установленной изготовителем. Это не означает, что такая муфта слабо затянута, но указывает на то, что к ниппельному концу трубы приложен момент свинчивания, превышающий момент, с которым муфта была навинчена изготовителем.

4.6.13 *Общие требования к спуску колонны труб*

Спуск колонны труб следует проводить аккуратно, а при посадке на клинья соблюдать меры предосторожности для предотвращения ударного воздействия. Недопустимо, чтобы башмак колонны опирался на забой или подвергался какому-либо сжимающему воздействию, поскольку это может привести к изгибу, особенно в той части, где возможно кавернообразование по стволу скважины.

4.7 Защита труб протекторами

При ведении работ внутри обсадных колонн на бурильные трубы, находящиеся внутри обсадной колонны, могут быть надеты соответствующие протекторы.

4.8 Подъем колонны из скважины

4.8.1 Для развинчивания труб при подъеме обсадной колонны трубный ключ следует размещать близко к муфте, но не вплотную, так как необходимо исключить даже небольшое сдавливающее воздействие плашек трубного ключа на поверхность трубы, в частности, в случае плотного резьбового соединения и/или тонкостенных обсадных труб. Расположение трубного ключа от муфты на расстоянии 1/3 или 1/4 наружного диаметра трубы предотвращает, как правило, излишнее трение в резьбовом соединении. В случае необходимости допускается легкое обстукивание средней части муфты по окружности плоским бойком молотка.

4.8.2 В случае прихвата труб необходимо использовать индикатор веса. При этом необходимо учитывать натяжение колонны труб и не принимать его за освобождение от прихвата. Если нагрузка снижается до веса колонны, то можно считать, что произошло освобождение от прихвата.

4.8.3 При развинчивании соединения скорость не должна быть более 10 об/мин.

Раскрепление резьбового соединения вращением ротора не допускается!

4.8.4 После окончания развинчивания следует плавно выводить трубу из муфты. Не допускается извлекать трубу из муфты рывком.

4.8.5 *При подъеме колонны из-за повреждения труб необходимо для предотвращения аналогичных случаев определить причину повреждения.*

4.8.6 *При размещении поднятых труб на буровой они должны быть уложены или вертикально установлены на прочной деревянной площадке.*

4.8.7 Все резьбовые соединения поднятой колонны должны быть развинчены, очищены от смазки в соответствии с *4.2.2 [перечисления c) и d)]* и осмотрены. *Трубы, имеющие повреждения, следует замаркировать и отложить для последующего ремонта и контроля.*

На концы труб, не имеющие повреждений, должны быть установлены чистые резьбовые предохранители.

4.8.8 Перед повторным спуском резьбовые соединения труб должны быть подготовлены в соответствии с 4.4.

4.8.9 Перед укладкой труб на хранение на очищенные резьбовые соединения должна быть нанесена консервационная смазка, предохраняющая их от коррозии *и установлены резьбовые предохранители*.

4.9 Причины неисправностей при сборке и эксплуатации

В настоящем подразделе приведены наиболее часто встречающиеся причины неисправностей при сборке и эксплуатации обсадных труб:

1) несоответствие выбранных труб *условиям эксплуатации;*

2) *несоответствие труб, муфт и/или резьбовых соединений установленным требованиям*;

3) несоблюдение правил при погрузочно-разгрузочных операциях, транспортировании *и хранении*;

4) несоблюдение установленных требований к спуску и подъему колонны, *в том числе повреждения при посадке трубы в муфту, свинчивание с перекосом, несоосность оси трубы и оси скважины*;

5) *повреждение резьбового соединения;*

6) *отсутствие предварительного ручного свинчивания;*

7) *бурение внутри обсадной колонны без протекторов;*

8) *отсутствие предварительного подбора момента свинчивания и* приложение чрезмерного момента свинчивания;

9) *чрезмерное натяжение колонны при освобождении от прихватов;*

10) *развинчивание колонны с высокой скоростью;*

11) *износ внутренней поверхности обсадной колонны, особенно в искривленных участках ствола скважины;*

12) *применение несоответствующего оборудования, клиновых захватов, плашек и трубных ключей;*

13) изгиб труб в размытой незацементированной части ствола;

14) чрезмерное обстукивание резьбовых соединений при развинчивании колонны;

15) негерметичность резьбовых соединений, которая может быть вызвана следующими причинами:

a) неправильным выбором резьбовой уплотнительной смазки, *несоответствующей условиям эксплуатации, неправильным нанесением смазки, применением некачественной или разбавленной смазки;*

b) неправильным свинчиванием резьбовых соединений;

c) свинчиванием загрязненных резьбовых соединений;

d) заеданием резьбы при свинчивании, *в том числе вследствие загрязнения, неправильной посадки, повреждения, отсутствие предварительного ручного свинчивания, приложения чрезмерного момента свинчивания;*

e) несоответствием резьбовых соединений *установленным требованиям*;

f) чрезмерным натяжением колонны при подъеме;

g) падением колонны;

h) неоднократными операциями свинчивания и развинчивания;

i) *изгибом колонны*;

j) *вмятинами на муфтах, вызванными чрезмерным обстукиванием при развинчивании;*

k) овальностью или отклонением формы профиля труб и муфт, в том числе при работе трубным ключом с приложением чрезмерных усилий, приводящих к деформации, особенно при развинчивании;

l) нарушением порядка спуска труб по группе прочности и толщине стенки, создающим напряжения в резьбовых соединениях, превышающие предел текучести металла;

16) коррозионное повреждение труб.

5 Порядок спуска и подъема насосно-компрессорных труб

5.1 Документирование процесса подготовки и спуска колонны

5.1.1 Для спуска колонны насосно-компрессорных труб должны быть разработаны инструкции, регламентирующие растяжение колонны и порядок спуска колонны.

Цель таких инструкций — не допустить критических напряжений или чрезмерных и небезопасных растягивающих напряжений в любой момент срока службы колонны. Для обеспечения надлежащего уровня растяжения колонны и правильной процедуры спуска необходимо учесть все факторы, такие как температура и давление в скважине, температура бурового раствора и изменение температуры при эксплуатации. Должен быть учтен исходный запас прочности колонны на растяжение, влияющий на порядок спуска колонны.

5.1.2 Все работы по сборке колонны насосно-компрессорных труб следует проводить по утвержденному плану работ, составленному в соответствии с инструкциями и требованиям регламентирующих документов.

План должен включать указания по порядку сборки в колонну труб различных групп прочности, размеров и типов резьбовых соединений. Спуск труб необходимо проводить в строгом соответствии с установленным порядком.

5.2 Контроль и подготовка труб

5.2.1 *Осмотр труб и муфт*

Перед подъемом насосно-компрессорных труб на буровую установку необходимо провести осмотр каждой трубы и муфты.

Насосно-компрессорные трубы не должны иметь дефектов, которые по *ГОСТ 31446* относятся к недопустимым дефектам, и должны соответствовать требованиям, установленным в настоящем стандарте.

Для применения труб в скважинах со специальными условиями эксплуатации, указанные в настоящем стандарте методы контроля могут не обеспечить выявление дефектов в степени, достаточной для применения в таких условиях. В таких случаях рекомендуется использовать другие методы неразрушающего контроля, позволяющие подтвердить необходимое качество насосно-компрессорных труб и их пригодность для спуска в скважину. *Рекомендуется выполнить оценку методов неразрушающего контроля, предусмотренных в ГОСТ 31446, для определения возможности применения этих методов для выявления дефектов и разделения сигналов от недопустимых дефектов от источников ложных сигналов, которые могут возникнуть при применении этих методов.*

ВНИМАНИЕ! Необходимо иметь в виду, что из-за больших допускаемых отклонений наружного диаметра на участке, находящемся непосредственно за высадкой насосно-компрессорной трубы, могут возникнуть затруднения при установке на насосно-компрессорной трубе герметизирующей подвески охватывающего типа, если труба изготовлена с верхним предельным отклонением наружного диаметра. По этой причине рекомендуется тщательно выбирать резьбовое соединение для насосно-компрессорных труб, устанавливаемых вверху колонны.

5.2.2 *Подготовка насосно-компрессорных труб к свинчиванию в колонну*

При подготовке насосно-компрессорных труб для свинчивания в колонну рекомендуется выполнить следующие основные действия:

а) скомплектовать трубы по группам прочности, размерам и типам соединений и уложить трубы на стеллажи с учетом очередности их спуска по плану работ.

Если какая-либо труба не поддается идентификации, то она должна быть отложена до выяснения ее группы прочности, размера и типа резьбового соединения;

b) снять резьбовые предохранители с концов труб и муфт.

Резьбовые предохранители следует снимать специальным ключом усилием одного человека. В случае затруднений при снятии резьбового предохранителя допускаются легкие удары деревянным предметом по торцу предохранителя для устранения возможного перекоса;

c) очистить резьбовые соединения труб и муфт от смазки.

Очистку от смазки следует проводить ветошью при помощи горячей мыльной воды, подаваемой под напором, пароочистителя или растворителя, не содержащего хлор.

При минусовой температуре допускается удаление смазки с помощью растворителя, не содержащего хлор, с последующей продувкой резьбового соединения сжатым воздухом.

Для удаления смазки не допускается использовать дизельное топливо, керосин, соленую воду, барит и металлические щетки!

Также не следует использовать для удаления смазки моющие средства, оставляющие пленку на поверхности соединения и приводящие к ухудшению последующего нанесения уплотнительной смазки и ее адгезии к металлу.

После удаления смазки, резьбовые соединения следует тщательно протереть сухой и чистой ветошью или просушить продувкой сжатым воздухом;

d) осмотреть резьбовые соединения труб и муфт.

Резьбовые соединения могут получить повреждения в результате соударения труб между собой или каких-либо других ударных воздействий, появления ржавчины, коррозии или других химических повреждений под воздействием окружающей среды или агрессивных компонентов смазки, а также при снятии резьбовых предохранителей.

При обнаружении повреждений резьбы, которые по ГОСТ Р 51906 и ГОСТ 53365 относятся к недопустимым и которые нельзя исправить, трубы к спуску не допускаются;

e) измерить длину каждой трубы.

Измерения следует проводить от свободного торца муфты до того участка ниппельного конца трубы, который соответствует номинальному положению торца муфты при механическом свинчивании (приблизительно у конца сбега резьбы на трубе или у основания треугольного клейма).

Общая сумма измеренных длин отдельных труб представляет собой длину ненагруженной собственным весом колонны насосно-компрессорных труб.

Для измерения следует использовать стальную измерительную ленту с ценой деления не более 1,0 мм;

f) провести шаблонирование каждой трубы.

Шаблонирование должно быть проведено стальным шаблоном (оправкой) по всей длине трубы. Для шаблонирования труб из хромистых и коррозионно-стойких сталей следует использовать полимерные или алюминиевые оправки. Размеры рабочей части оправки должны соответствовать размерам, указанным в ГОСТ 31446. Через каждые 50 труб рекомендуется проверять диаметр рабочей части оправки в трех плоскостях по длине оправки. Не допускается использовать оправки при уменьшении диаметра рабочей части оправки более чем на 0,5 мм в какой-либо из трех плоскостей.

Положение трубы при шаблонировании должно исключать ее провисание. Используемые для шаблонирования веревки или стержни должны быть чистыми. При минусовой температуре воздуха трубы непосредственно перед шаблонированием следует прогреть паром.

Оправка должна свободно проходить через всю трубу. Если оправка не проходит через трубу, то труба должна быть отложена до принятия решения о возможности ее дальнейшего использования, и заменена другой трубой, с проведением перенумерации труб;

g) установить резьбовые предохранители.

Чтобы не повредить резьбу труб и муфт при перекатывании их по стеллажу или подъеме на буровую, на нее следует установить чистые резьбовые предохранители или специальные защитные колпаки.

Допускается неоднократное использование снятых резьбовых предохранителей при условии, что после каждого использования они должны быть тщательно очищены от ранее нанесенной смазки и внимательно осмотрены для выявления повреждений. Очистку от смазки следует прово-

дить в соответствии с требованиями по очистке резьбовых соединений труб и муфт [перечисление с)]. Не допускается повторное использование резьбовых предохранителей со значительными повреждениями резьбы и формы.

При установке резьбовых предохранителей необходимо убедиться, что они предназначены для труб и муфт данного размера и типа резьбового соединения.

5.3 Подъем труб на буровую установку

Подъем труб на буровую установку следует проводить по отдельности, при необходимости используя устройство для подачи труб. При подъеме труб на буровую установку необходимо соблюдать осторожность, не допуская изгиба труб и ударов муфт и резьбовых предохранителей с конструкциями буровой вышки или другим оборудованием. На воротах буровой вышки следует иметь удерживающий канат.

Подъем труб на буровую установку должен проводиться только с установленными резьбовыми предохранителями или защитными колпаками!

5.4 *Нанесение смазки*

5.4.1 Резьбовые предохранители или защитные колпаки с трубы и муфты следует снимать только непосредственно перед посадкой трубы в муфты и нанесением резьбовой уплотнительной смазки.

5.4.2 Перед нанесением смазки необходимо проверить отсутствие механических повреждений на резьбовом соединении на свободном конце трубы.

5.4.3 Резьбовую уплотнительную смазку следует равномерно нанести на всю поверхность резьбы ниппельного конца трубы и муфты предыдущей трубы, включая резьбу с неполным профилем, упорные и уплотнительные поверхности соединения.

Смазку следует наносить на тщательно высушенную поверхность резьбового соединения кистью, щеткой или другими приспособлениями, на конец муфты рекомендуется наносить смазку приспособлением с рельефным профилем.

Запрещается использовать для нанесения смазки металлические щетки!

Рекомендуется применение резьбовых уплотнительных смазок, соответствующих требованиям ГОСТ Р ИСО 13678.

Минимальное количество смазки, необходимое для свинчивания одного резьбового соединения, должно рассчитываться по следующей формуле

$$M_{мин} = 0{,}42\rho D, \qquad (2)$$

где $M_{мин}$ — минимальная масса смазки, г, на одно резьбовое соединение, округленная до целого значения;

ρ — плотность смазки, г/см^3;

D — наружный диаметр труб, мм.

Необходимое количество резьбовой смазки должно распределяться между муфтой и концом трубы, следующим образом: 2/3 количества смазки — на конец муфты, 1/3 — на конец трубы.

При использовании резьбовой смазки следует выполнять следующие рекомендации:

- использовать смазку только из тары изготовителя, на которой указаны название смазки, номер партии, дата изготовления и срок годности смазки;
- для сборки одной колонны использовать смазку одного наименования;
- тщательно перемешивать смазку перед использованием;
- при низкой минусовой температуре подогреть смазку перед нанесением;
- не допускать загрязнения смазки и приспособления для ее нанесения посторонними веществами;
- хранить смазку в тщательно закрытой и перевернутой таре;
- хранить смазку при температуре, указанной изготовителем смазки;
- при хранении тары с неиспользованной полностью смазкой указать на ней дату первичного использования.

Запрещается использовать смазку с истекшим сроком годности, из тары, не имеющей идентификационных признаков, перекладывать смазку в другие емкости или разбавлять смазку!

5.5 *Посадка трубы в муфту*

5.5.1 Перемещение первой трубы колонны к забою скважины должно выполняться крайне осторожно.

Категорически запрещается быстрый спуск и посадка труб на забой!

5.5.2 Перед посадкой трубы в муфту должна быть проверена соосность оси трубы и оси скважины.

5.5.3 *При посадке трубы в муфту необходимо опускать ее плавно, не допуская ударов торца трубы о торец муфты, соскальзывания конца трубы в муфту и повреждений резьбы. При этом рекомендуется применять специальную посадочную направляющую или направляющую воронку. Если после посадки наблюдается перекос трубы, необходимо поднять ее, осмотреть на предмет отсутствия повреждений и принять решение о возможности ее дальнейшего использования.*

Необходимо соблюдать осторожность, особенно при спуске свечей из двух или трех труб, не допуская прогиба, и, как следствие этого, отклонения от соосности, когда труба большим весом опирается на резьбу муфты. Для ограничения прогиба насосно-компрессорных труб на буровой могут быть установлены промежуточные опоры.

Примечание — При посадке трубы в муфту, спуско-подъемных операциях и свинчивании-развинчивании возможно образование задиров на резьбе труб и муфт из склонных к задирам материалов (мартенситных хромистых сталей L80 тип 9Cr и L80 тип 13Cr, двухфазных нержавеющих сталей и сплавов на основе никеля). Стойкость резьбы к задирам в основном зависит от двух факторов — подготовки и обработки поверхности резьбы при изготовлении и осторожности при проведении спуско-подъемных операций.

5.5.4 При свинчивании труб с переводниками и соединительными деталями необходимо убедиться, что свинчиваемые резьбовые концы изделий имеют одинаковый размер и тип резьбового соединения.

5.6 Свинчивание и спуск колонны

5.6.1 *Применение элеваторов обычного типа*

При применении для спуска и подъема труб элеватора обычного типа несущая поверхность элеватора должна быть тщательно проверена на неравномерный износ, который может привести к установке трубы с перекосом и опасности вырывания трубы из муфты, а также на равномерное распределение нагрузки по опорной поверхности муфты. Элеваторы должны быть снабжены штропами равной длины.

5.6.2 *Применение элеваторов клинового типа*

При спуске насосно-компрессорных труб со специальными муфтами с уменьшенным наружным диаметром и особенно с муфтами со специальной фаской рекомендуется использовать элеваторы клинового типа *(спайдер-элеваторы).*

Клиновой захват и клинья элеватора должны быть чистыми, без видимых механических повреждений и деформации кромок, соответствовать наружному диаметру спускаемой в скважину трубы и равномерно охватывать трубу в месте захвата.

Необходимо следить за тем, чтобы захват и клинья элеватора опускались одновременно. Их неравномерное опускание может привести к образованию на трубах вмятин или сильных надрезов. Должна быть проверена исправность защелки элеватора.

Примечание — Следы от клиньев и плашек трубных ключей оказывают отрицательное воздействие на трубы. Необходимо принять все возможные меры для сведения таких повреждений к минимуму.

5.6.3 *Подбор трубного ключа*

Свинчивание колонны насосно-компрессорных труб следует выполнять специально подобранным трубным ключом, обеспечивающим необходимый момент свинчивания резьбового соединения.

Трубный ключ должен быть выбран по размеру, *группе прочности и типу соединения* труб так, чтобы создавать усилие, равное 1,5 % расчетной прочности соединения по ГОСТ Р (ИСО 10400), или на 50 % превышать момент свинчивания, указанный в таблице А.2.(приложение А).

Плашки ключа необходимо подбирать в соответствии с наружным диаметром труб. Плашки не должны сминать трубы, но должны плотно прилегать к ним, во избежание нанесения глубоких рисок на поверхность труб. Не рекомендуется применение цепных ключей.

Необходимо проверить износ поверхностей оси шарнира и самого шарнира трубного ключа. При необходимости следует подправить крепление удерживающего каната к стойке так, чтобы обеспечить

горизонтальность трубного ключа и не допустить неравномерного распределения нагрузки по поверхностям зажима трубы.

Трубный ключ с указателем момента свинчивания должен быть поверен в установленном порядке.

5.6.4 ***Правила выполнения свинчивания***

После посадки трубы в муфту предыдущей трубы следует свинчивание на первые 2—3 оборота выполнять вручную или с помощью ключа с ремнем и убедиться, что зацепление резьбы происходит правильно, без свинчивания резьбы с перекосом.

На первых стадиях свинчивания труб необходимо следить за любыми нарушениями в процессе свинчивания или отклонениями от заданной скорости свинчивания, т.к. они могут указывать на свинчивание с перекосом, загрязнение или повреждение резьбы или на другие нарушения.

При выполнении дальнейшего свинчивания соединения скорость свинчивания должна быть не более 15 об/мин для предотвращения образования задиров. При возрастании момента скорость свинчивания должна быть снижена до скорости не более 5 об/мин, при этом происходит докрепление соединения для достижения необходимого положения муфты на трубе.

Докрепление резьбового соединения вращением ротора не допускается!

Для правильного свинчивания должно быть определено оптимальное значение момента свинчивания для труб всех размеров и типов резьбовых соединений. Невыполнение предварительного подбора оптимального крутящего момента приводит к повреждению резьбы при свинчивании и значительному снижению количества свинчиваний резьбовых соединений.

Значение момента свинчивания зависит от ряда факторов:

- геометрических параметров резьбы;

- материала покрытия поверхности резьбы;

- типа резьбовой смазки;

- группы прочности и размера труб:

- уплотнительных колец в муфте;

- условий окружающей среды и т. д.

Срок службы насосно-компрессорных труб, неоднократно свинчиваемых в полевых условиях, обратно пропорционален моменту, прилагаемому для свинчивания. *Для продления срока службы резьбового соединения свинчивание следует проводить с оптимальным моментом свинчивания, для скважин, герметичность которых не имеет большого значения, — с минимальным моментом свинчивания.*

Геометрические параметры резьбовых соединений насосно-компрессорных труб могут изменяться после каждого свинчивания и незначительно отличаться от установленных требований. Поэтому при неоднократном свинчивании резьбовое соединение с каждым разом свинчивается все дальше, что приводит к достижению натяга резьбы соединения.

Примечание — Рекомендации по свинчиванию насосно-компрессорных труб, приведенные в 5.6.6—5.6.7, распространяются на применение трубных ключей с силовым приводом.

5.6.5 ***Свинчивание насосно-компрессорных труб с резьбовыми соединениями NU, EU, НКТ, НКТВ***

Свинчивание рекомендуется проводить в следующем порядке:

1) Для каждой секции колонны выполнить свинчивание не менее 10 резьбовых соединений (идущих первыми последовательно по плану работ) с целью определения оптимального момента свинчивания. Полученное значение может отличаться от расчетного значения, указанного в таблице А.2 (приложение А).

Расчетные значения момента свинчивания, указанные в таблице А.2 (приложение А), применяются для соединений труб с муфтами, имеющими цинковое или фосфатное покрытие резьбы.

2) Для определения оптимального момента свинчивания сначала проводят свинчивание соединения вручную до предела ручного свинчивания или трубным ключом с моментом 70—100 Нм. После такого свинчивания от торца муфты до конца сбега резьбы ниппельного конца трубы должно остаться не более четырех витков резьбы.

После этого проводят механическое свинчивание соединения еще на два оборота с регистрацией момента свинчивания, не допуская при этом повреждения резьбы.

Оптимальный момент свинчивания труб соответствует достижению натяга в резьбовом соединении, установленному в нормативной документации на резьбовое соединение: 5,0 мм — для резьбы с шагом 2,540 мм и 6,4 мм — для резьбы с шагом 3,175 мм. Критерием установления оптимального момента свинчивания является длина механического свинчивания от положения ручного свинчивания (предела ручного свинчивания), оптимальная величина которой составляет два оборота (5,0 мм — для резьбы с шагом 2,540 мм и 6,4 мм — для резьбы с шагом 3,175 мм).

3) Среднеарифметическое значение момента свинчивания является оптимальным для данных условий свинчивания.

4) При свинчивании остальных труб минимальный момент свинчивания должен быть не менее 75 % определенного оптимального значения, а максимальный момент свинчивания — не более 125 % определенного оптимального значения. В противном случае свинчивание данного резьбового соединения должно быть отложено до принятия решения о дальнейшем его использовании.

5.6.6 Свинчивание труб с резьбовым соединением НКМ

Свинчивание рекомендуется проводить в следующем порядке:

1) Определить расстояние от торца муфты до упорного уступа муфты не менее чем на 10 трубах, идущих последовательно по плану работ, и отметить риской измеренные значения на поверхности ниппельного конца каждой последующей трубы.

2) Провести свинчивание этих труб, определяя значение момента свинчивания, при совпадении отметки на ниппельном конце с торцом соответствующей муфты. Определенное среднеарифметическое значение момента свинчивания для этих труб является оптимальным для данных условий свинчивания (применяемой смазки, температуры окружающей среды, группы прочности и размера труб и т. д.).

3) При свинчивании остальных труб минимальный момент свинчивания должен быть не менее 75 % оптимального значения, а максимальный момент свинчивания — не более 125 % оптимального значения. В противном случае свинчивание данного резьбового соединения должно быть отложено до принятия решения о дальнейшем его использовании.

5.6.7 *Отложенные резьбовые соединения*

Соединения, при свинчивании которых *положение торца муфты не соответствует требованиям* или свинчивание которых отложено до принятия решения, должны быть развинчены для определения причин неправильного свинчивания. Проверке должна быть подвергнута и резьба трубы и свинчиваемой с ней муфты. Развинченные резьбовые соединения не допускается свинчивать повторно без дополнительного контроля или ремонта, даже если они имеют незначительные видимые повреждения.

Если причиной неправильного свинчивания не являются повреждения или недопустимые отклонения геометрических параметров резьбы, то для обеспечения правильного свинчивания необходимо скорректировать момент свинчивания. Причиной неправильного свинчивания также может являться неправильный подбор резьбовой уплотнительной смазки для конкретных условий эксплуатации.

5.6.8 *Биение верхнего конца трубы*

Если при свинчивании отмечается биение верхнего конца трубы, указывающее на возможное смещение оси резьбы муфты относительно оси трубы, следует снизить скорость вращения для предотвращения образования заедания резьбы. Если биение продолжается и при уменьшенной скорости свинчивания, то труба должна быть отложена для принятия решения о возможности ее дальнейшего использования.

5.6.9 *Докрепление муфты, установленной изготовителем*

При свинчивании соединения может произойти докрепление муфты, установленной изготовителем. Это не означает, что такая муфта слабо затянута, но указывает на то, что к ниппельному концу трубы приложен момент свинчивания, превышающий момент, с которым муфта была навинчена изготовителем.

5.6.10 *Общие требования к спуску колонны труб*

Спуск колонны труб следует проводить аккуратно, а при посадке на клинья соблюдать меры предосторожности для предотвращения ударного воздействия. Недопустимо, чтобы башмак колонны опирался на забой или подвергался иному сжимающему воздействию, поскольку это может привести к изгибу, особенно в той части, где возможно кавернообразование по стволу скважины.

5.7 Подъем *колонны* из скважины

5.7.1 *При подъеме колонны насосно-компрессорных труб следует определить имеющиеся повреждения и степень износа труб. Рекомендуется провести дефектоскопию, позволяющую быстро выявить трубы, подлежащие замене.*

5.7.2 Для развинчивания труб при подъеме колонны насосно-компрессорных труб трубный ключ следует размещать близко к муфте, но не вплотную, так как необходимо исключить даже небольшое сдавливающее действие плашек трубного ключа на поверхность трубы. Расположение трубного ключа от муфты на расстоянии 1/3 или 1/4 наружного диаметра трубы предотвращает, как правило, излишнее трение в резьбовом соединении. В случае необходимости допускается легкое обстукивание средней части муфты по окружности плоским бойком молотка.

5.7.3 В случае прихвата труб необходимо использовать индикатор веса. При этом необходимо учитывать натяжение колонны труб и не принимать его за освобождение от прихвата. *Если нагрузка снижается до веса колонны, то можно считать, что произошло освобождение от прихвата.*

5.7.4 При развинчивании соединения скорость не должна быть более 10 об/мин.

Раскрепление резьбового соединения вращением ротора не допускается!

5.7.5 После окончания развинчивания следует плавно вывести трубу из муфты. Не допускается извлекать трубу из муфты рывком.

5.7.6 При размещении поднятых труб на буровой, они должны быть уложены или вертикально установлены на прочной деревянной площадке.

При вертикальном размещении поднятые трубы должны быть поставлены на буровой так, чтобы предотвратить их изгиб. Насосно-компрессорные трубы с наружным диаметром 60,32 мм и более предпочтительно устанавливают *на подсвечник свечой из двух труб.* Свечи труб наружным диаметром 48,26 мм и менее и свечи длиной более 18,3 м должны иметь промежуточную опору.

Трубы, установленные на подсвечник, должны быть закреплены.

5.7.7 *Все резьбовые соединения труб поднятой колонны должны быть развинчены, очищены от смазки в соответствии с 5.2.2 [перечисления c) и d)] и осмотрены. Трубы, имеющие повреждения, следует замаркировать и отложить для последующего ремонта и контроля.*

На концы труб, не имеющие повреждений, должны быть установлены чистые резьбовые предохранители. Свободный конец трубы следует установить на скользящую прокладку (тележку, лоток и др.).

5.7.8 *При подъеме колонны из-за повреждения труб необходимо для предотвращения аналогичных случаев определить причину повреждения.*

5.7.9 *Перед повторным спуском резьбовые соединения труб должны быть подготовлены в соответствии с 5.4.*

5.7.10 При повторном спуске трубы с наибольшим износом следует устанавливать в нижнюю часть колонны, с целью равномерного распределения износа соединений и труб.

5.7.11 *Перед укладкой труб на хранение на очищенные резьбовые соединения для предохранения их от коррозии должна быть нанесена консервационная смазка и установлены резьбовые предохранители.*

5.8 Причины неисправностей при сборке и эксплуатации

В настоящем подразделе приведены наиболее часто встречающиеся причины неисправностей при сборке и эксплуатации насосно-компрессорных труб:

1) несоответствие выбранных труб *условиям эксплуатации*;
2) несоответствие труб, муфт и/или резьбовых соединений *установленным требованиям*;
3) несоблюдение правил при погрузочно-разгрузочных операциях, транспортировании и *хранении*;
4) повреждение резьбового соединения*;*
5) *отсутствие предварительного подбора момента свинчивания и приложение чрезмерного момента свинчивания;*
6) чрезмерное обстукивание резьбовых соединений при развинчивании колонны;
7) применение несоответствующего оборудования, клиновых захватов, плашек и трубных ключей;
8) несоблюдение установленных требований к спуску и подъему колонны*, в том числе повреждения при посадке трубы в муфту, свинчивание с перекосом, несоосность оси трубы и оси скважины, отсутствие предварительного ручного свинчивания;*
9) износ муфт или истирание внутренней поверхности труб штангами;
10) повреждения насосной штанги;
11) усталостное разрушение металла;
12) *чрезмерное натяжение колонны при ее освобождении от прихватов;*
13) *развинчивание колонны с высокой скоростью;*

14) негерметичность соединений, которая может быть вызвана следующими факторами:

a) неправильным выбором резьбовой уплотнительной смазки, не соответствующей условиям эксплуатации, неправильным нанесением смазки, применением некачественной или разбавленной смазки;

b) свинчиванием загрязненных резьбовых соединений;

c) неправильным свинчиванием резьбового соединения;

d) заеданием резьбы при свинчивании, *в том числе вследствие загрязнения, неправильной посадки, повреждения, отсутствия предварительного ручного свинчивания или приложения чрезмерного момента свинчивания;*

e) несоответствием резьбовых соединений *установленным требованиям*;

f) вмятинами на муфтах, вызванными чрезмерным обстукиванием при развинчивании;

g) чрезмерным натяжением колонны при подъеме;

h) многократным спуском и подъемом колонны;

i) овальностью или отклонением формы профиля труб и муфт, в том числе при работе трубным ключом с приложением чрезмерных усилий, приводящих к деформации, особенно при развинчивании;

j) нарушением порядка спуска труб по группе прочности и толщине стенки, создающим напряжения в резьбовых соединениях, превышающих предел текучести металла;

15) коррозионное повреждение труб.

6 Транспортирование, погрузочно-разгрузочные операции и хранение труб

6.1 Общие положения

Трубы в целом, но особенно резьбовые соединения труб, имеют высокую точность изготовления и требуют бережного обращения независимо от того, являются ли они новыми, бывшими в употреблении или отремонтированными. При транспортировании, выполнении погрузочно-разгрузочных операций и хранении резьба труб всегда должна быть закрыта специальными резьбовыми предохранителями.

6.2 Транспортирование

6.2.1 Перевозка водным транспортом

В соответствии с правилами перевозки водным транспортом [1] должно быть обеспечено надлежащее проведение погрузки и разгрузки судов. Не допускается применение несоответствующих или неэффективных средств крепления труб, предохраняющих их от перемещения во время крена судна, соприкосновения труб с трюмной водой и расположения рядом с вредными химическими и другими веществами, вызывающими коррозию металла, протаскивания труб волоком по штабелю, зацепления муфт или резьбовых предохранителей, а также ударов о края люков или поручней судна.

6.2.2 Перевозка железнодорожным транспортом

В дополнение к требованиям правил перевозки железнодорожным транспортом [2] при погрузке труб на платформы рекомендуется:

a) применять деревянные прокладки, уложенные поперек платформы, для обеспечения надлежащей опоры для труб и возможности их захвата при разгрузке;

b) не допускать загрязнения труб;

c) если пол платформы неровный, положить под прокладки клинья и выровнять поверхность прокладок;

d) *не располагать прокладки под муфтами или высаженными концами труб*;

e) для предотвращения перемещения надежно закрепить трубы и правильно переложить их прокладками.

6.2.3 Перевозка грузовым автотранспортом

В соответствии с правилами перевозки [3] при транспортировании труб автотранспортом рекомендуется:

a) в непакетированном виде трубы укладывать на прокладки и привязывать их к прокладкам цепью. Длинные трубы при перевозке необходимо дополнительно перевязать цепью приблизительно посередине длины;

b) укладывать трубы муфтами с одной стороны;

c) не перегружать машину для исключения опасности разгрузки труб в пути;

d) после перевозки груза на незначительное расстояние снова подтянуть скрепляющие цепи, которые могут ослабнуть в результате осадки груза.

6.2.4 Перевозка воздушным транспортом

В соответствии с правилами перевозки [4] при транспортировании труб авиатранспортом рекомендуется:

- подготовку труб к перевозке вертолетом производить на площадке, оборудованной грузоподъемным механизмом с динамометром;

- перевозить трубы только упакованными во взвешенных пакетах, соблюдая порядок подвешивания пакета труб к вертолету и его отцепки.

6.3 Погрузочно-разгрузочные операции

При погрузке и разгрузке обсадных и насосно-компрессорных труб рекомендуется:

a) перед погрузкой или разгрузкой убедиться, что все предохранители резьбы находятся на месте. Не сбрасывать трубы при разгрузке с высоты. Не перетаскивать трубы волоком и другим способом, приводящим к повреждению резьбы или образованию вмятин на трубах.

Использовать специальные способы погрузки-разгрузки для коррозионно-стойких труб. Соударение с трубами или другими предметами может привести к значительному локальному повышению твердости труб и повлиять на их стойкость к сульфидному растрескиванию под напряжением;

b) при разгрузке труб вручную использовать канатные петли. Скатывать трубы по направляющим параллельно штабелю, не допуская слишком быстрого перемещения и соударения концов труб, которые могут привести к повреждению резьбы даже при наличии резьбовых предохранителей;

c) при использовании подъемных кранов для погрузки-разгрузки длинных труб применять широкозахватные траверсы со стропами *в соответствии с утвержденными схемами строповки;*

d) не допускать разгрузки труб на грунт, рельсы, стальной или бетонный пол.

6.4 Хранение

В соответствии с правилами, приведенными в ГОСТ 10692, трубы следует хранить в складских помещениях или на специально подготовленных складских площадках.

На буровой площадке должен быть организован специальный участок для складирования труб.

При хранении труб должны соблюдаться следующие рекомендации:

a) хранить трубы уложенными на стеллажах, *на которых не должно быть камней, песка или грязи.* На одном стеллаже укладывать трубы одного вида, диаметра, толщины стенки, группы прочности и типа резьбового соединения. Установить на стеллаже табличку с указанием *идентификационных данных;*

b) не укладывать трубы на грунт, рельсы, стальной или бетонный пол. Первый ряд труб размещать на высоте от уровня грунта или пола не менее *350* мм;

c) укладывать трубы на опоры таким образом, чтобы избежать прогиба труб или повреждения резьбы. Располагать опоры на одном уровне и поддерживать их стойками, способными выдерживать полную нагрузку штабеля без оседания;

d) для предотвращения прогиба труб в штабеле укладывать между рядами не менее трех прокладок, размещая их под прямым углом к трубам, непосредственно над прокладками и опорами предыдущих рядов труб. Трубы из коррозионно-стойких сталей укладывать только на деревянные прокладки;

e) трубы в соседних рядах располагать в шахматном порядке со смещением на величину, равную приблизительно длине муфты;

f) о*граничить высоту* штабеля труб на стеллаже не более 3 м. Не укладывать на стеллажи более 6 рядов труб;

g) проводить периодический осмотр складированных труб. При необходимости, нанести на трубы консервационное покрытие для защиты поверхности труб от коррозии;

h) при складировании на буровой площадке располагать трубы муфтами в сторону устья скважины и учитывать очередность спуска труб в скважину, чтобы первая по плану работ труба не находилась под трубами, которые должны спускаться позже. Нумерация труб должна начинаться с верхнего ряда.

7 Контроль и классификация труб, бывших в употреблении

7.1 Общие положения

В настоящем разделе приведены методы контроля и классификация труб, бывших в употреблении.

7.2 Порядок контроля и классификации

7.2.1 Виды повреждений труб и методы контроля

Общепринятыми в настоящее время методами контроля тела трубы являются визуальный, измерительный, электромагнитный, ультразвуковой, рентгеновский методы, метод вихревых токов и другие, *применение которых определяется характером повреждений.* К характерным повреждениям при эксплуатации труб относятся: коррозия наружной и внутренней поверхности, повреждения поверхности труб тросами, плашками и трубными ключами, износ внутренней поверхности обсадных труб бурильными и насосно-компрессорными трубами, поперечное растрескивание и износ внутренней поверхности насосно-компрессорных труб насосными штангами.

7.2.2 Контроль толщины стенки труб

Контроль толщины стенки труб допускается проводить микрометрами, стенкомерами, ультразвуковыми и рентгеновскими приборами и другими методами неразрушающего контроля, имеющими точность измерений не менее 2 %, при настройке по стандартным образцам с толщиной стенки, близкой к толщине стенки труб.

7.2.3 *Классификация труб по уменьшению толщины стенки и повреждениям*

Бывшие в употреблении трубы должны быть классифицированы в зависимости от уменьшения толщины стенки, указанного в таблице А.4 (приложение А).

Значения, указанные в процентах, представляют собой уменьшение толщины стенки тела трубы по сравнению с номинальной толщиной стенки. Уменьшение толщины стенки может происходить как с наружной, так и с внутренней поверхности тела трубы. В соответствии с таблицей А.4 (приложение А) не должны классифицироваться участки труб с меньшей толщиной стенки: концы труб с резьбой и/или с высадкой. Уменьшение толщины стенки концов трубы с высадкой, имеющих большую толщину стенки, чем тело трубы, допускается до значений, превышающих указанные, без ухудшения качества и в зависимости от условий эксплуатации. Повреждение и/или уменьшение толщины стенки на концах труб с резьбой требует отдельной оценки в зависимости от условий эксплуатации.

Помимо классификации по уменьшению толщины стенки труб, указанной в таблице А.3 (приложение А), в таблице А.4 (приложение А) приведена система цветовой идентификации повреждений. Цветовая идентификация предусматривает нанесение полосы, шириной приблизительно 50 мм, краской соответствующего цвета по периметру тела трубы на расстоянии примерно 300 мм от торца.

7.2.4 Классификация труб по эксплуатационным характеристикам

Эксплуатационные характеристики новых обсадных и насосно-компрессорных труб определяют в соответствии с ИСО 10400.

Износ обсадных и насосно-компрессорных труб (потеря металла), а также коррозионное разрушение обычно происходят на внутренней поверхности труб. Эксплуатационные характеристики таких труб основаны на неизменном наружном диаметре. Однако должно приниматься во внимание возможное коррозионное разрушение наружной поверхности. Небольшие раковины или другие локальные потери металла могут не считаться повреждением поверхности трубы при каких-то условиях эксплуатации, но такой вид потери металла требует отдельного рассмотрения и оценки.

Если на поверхности труб имеются трещины, обнаруживаемые при визуальном, оптическом или магнитопорошковом контроле, такие трубы должны быть забракованы и признаны непригодными для дальнейшей эксплуатации.

7.3 Контроль состояния поверхности тела труб и резьбовых соединений

7.3.1 Общие положения

Настоящий подраздел содержит пояснения по потерям металла, связанным с уменьшением толщины стенки тела труб и деформацией резьбовых соединений.

7.3.2 Поверхность тела труб

Потери металла обсадных и насосно-компрессорных труб, бывших в употреблении, обычно происходят с внутренней поверхности труб и проявляются в виде отдельных раковин, царапин, рисок или сплошного уменьшения толщины стенки, вызванного механическим износом или абразив-

ным воздействием песка. Износ обсадных труб и хвостовиков также происходит при вращении и движении внутри них колонны бурильных труб. Внутренний износ обсадных труб происходит даже при применении резиновых протекторов, установленных на бурильной колонне. При увеличении времени бурения износ обсадных труб увеличивается. Эксплуатационные характеристики труб могут быть рассчитаны по остаточной толщине стенки.

Применение бывших в употреблении обсадных и насосно-компрессорных труб зависит от вида потери металла. Трубы с раковинами не могут применяться в некоторых коррозионных средах, но могут вполне удовлетворительно эксплуатироваться при отсутствии агрессивных компонентов в среде. Трубы, имеющие значительные равномерные потери металла, вызванные механическим износом, менее чувствительны к коррозионному воздействию, но для них необходим перерасчет характеристик по минимальной остаточной толщине стенки.

7.3.3 Резьбовое соединение

При проведении контроля резьбового соединения бывших в употреблении обсадных и насосно-компрессорных труб следует проверить наличие деформации профиля резьбы, следов заеданий и усталостных трещин на последних сопрягаемых витках резьбы. Быстрое свинчивание на последних сопрягаемых витках резьбы с треугольным профилем указывает на то, что при подъеме колонны резьба труб подвергалась воздействию растягивающих напряжений, превышающих предел текучести металла. Такое соединение может быть повторно свинчено, но не будет иметь необходимой прочности и может оказаться негерметичным. При развинчивании может произойти заедание резьбы, особенно при установке ключа на муфту. На насосно-компрессорных трубах в результате приложения знакопеременных напряжений часто возникают усталостные трещины во впадине профиля последних сопрягаемых витков резьбы, которые могут привести к снижению прочности или к разрушению соединения при последующей эксплуатации. Геометрические параметры резьбовых соединений могут изменяться после каждого свинчивания вследствие возникновения деформации при свинчивании и отличаться от установленных требований. Поэтому при неоднократном свинчивании резьбовое соединение с каждым разом свинчивается все дальше, за счет чего достигается натяг в резьбовом соединении.

7.3.4 *Особенности насосно-компрессорных труб*

Неоднократное свинчивание, сопровождаемое деформацией металла, может привести к уменьшению диаметра резьбы насосно-компрессорных труб, многократно подвергаемых спуску-подъему из скважины. Уменьшение диаметра резьбы может снизить прочность и герметичность соединения, а в худшем случае привести к схождению торцов труб в середине муфты или вырыванию *концов* труб из свинченного соединения.

7.4 Оценка пригодности к эксплуатации

Оценка пригодности труб для дальнейшей эксплуатации требует проверки состояния внутренней поверхности труб и остаточной толщины стенки для определения стойкости тела трубы к смятию, разрыву и растяжению, а также проверке состояния поверхности резьбы для оценки герметичности и *наружного диаметра* ниппельного конца труб для определения возможности свинчивания.

Оценку пригодности труб необходимо проводить в соответствии с *ГОСТ 31446*.

Наряду с проверкой толщины стенки для определения эксплуатационной пригодности труб рекомендуется провести проверку геометрических параметров резьбовых соединений при помощи калибров в соответствии с ГОСТ Р 51906 и ГОСТ Р 53365, учитывая при этом возможные изменения геометрических параметров, возникающие вследствие деформации при свинчивании.

8 Защита от коррозии

8.1 Коррозионное разрушение

Внутренняя и наружная поверхности обсадных и насосно-компрессорных труб могут подвергаться коррозионному разрушению, вызванному воздействием коррозионно-агрессивных пластовых вод и добываемых сред. Наиболее характерными разрушениями поверхности являются питтинговая коррозия, коррозионное растрескивание под напряжением и сульфидное растрескивание под напряжением, а также другие виды локального коррозионного разрушения — эрозионный износ, коррозия пятнами, коррозия в виде отдельных язв (каверн). Коррозионное воздействие на поверхность труб усугубляется абразивным воздействием насосного оборудования, а также высокой скоростью течения добываемых сред, особенно при газлифтном способе добычи. На развитие процессов коррозии также оказывает

влияние различие в микроструктуре металла, в состоянии поверхности, морфологии и адгезии образовавшихся осадков (продукты коррозии могут как плотно прилегать к поверхности металла, так и отслаиваться от нее, приводя к образованию гальванических пар). Трубы могут подвергаться коррозии, вызываемой блуждающими токами, сульфатвосстанавливающими бактериями, а также подвергаться биметаллической коррозии, возникающей в результате соединения разнородных металлов.

Универсальный способ защиты от коррозионного разрушения не может быть предложен вследствие того, что коррозионные разрушения возникают в результате комплексного воздействия целого ряда факторов и принимают различные формы. Комплекс мер по предотвращению коррозии в каждом отдельном случае должен разрабатываться отдельно, на основе известных факторов и конкретных условий эксплуатации.

Состояние поверхности труб контролируется визуально и/или посредством оптических приборов. В случаях, когда последние не применимы, состояние внутренней поверхности труб определяется с помощью скважинных профилометров. Глубина питтингов и язв (каверн) может быть измерена с помощью измерительных приборов (глубиномеров или профилометров). Для выявления растрескивания могут применяться методы неразрушающего контроля, например магнитопорошковая дефектоскопия.

8.2 Защита от коррозии обсадных труб

Для защиты от коррозии обсадных труб применяют следующие меры:

a) для защиты наружной поверхности обсадных труб:

1) проводят цементирование, включающее применение центрирующих фонарей, скребков и соответствующего количества цемента, достаточного для защиты наружной поверхности труб от коррозии, вызванной агрессивными средами;

2) применяют электрическую изоляцию выкидных линий от скважин посредством применения изолирующих фланцевых соединений для уменьшения или предотвращения коррозии, вызванной блуждающими токами;

3) применяют щелочные буровые растворы или буровые растворы, обработанные бактерицидными препаратами для снижения коррозии, вызванной сульфатвосстанавливающими бактериями;

4) применяют системы катодной защиты соответствующей конструкции, аналогичной применяемой для защиты трубопроводов, но учитывающей особенности эксплуатации обсадных труб;

b) для защиты внутренней поверхности обсадных труб:

1) при фонтанном способе добычи заполняют межтрубное пространство буровым раствором на основе пресной воды или щелочным буровым раствором с низкой минерализацией;

2) устанавливают *пакеры для герметизации межтрубного пространства между колонной насосно-компрессорных труб и колонной обсадных труб;*

3) применяют ингибиторы коррозии.

Целесообразность применения средств защиты от коррозии определяют, сравнивая себестоимость эксплуатации оборудования до и после применения этих средств в конкретных условиях эксплуатации. Эффективность применения ингибиторов проверяют по контрольным образцам, замеру глубины коррозионных повреждений, внешнему виду доступных частей оборудования, анализу воды на содержание ионов железа.

На месторождениях, вводимых в эксплуатацию, на ранних стадиях разработки проводят исследования по определению наиболее коррозионно-опасных участков, которые могут рассматриваться как потенциально опасные в коррозионном отношении.

Эти исследования должны включать следующее:

1) определение содержания агрессивных газов (углекислого газа и сероводорода) в добываемой среде. Рекомендуется проводить определение pH и химического состава пластовых вод (содержание ионов железа, органических кислот, общее количество хлоридов и других коррозионно-активных компонентов);

2) проведение испытаний по определению скорости коррозии с помощью контрольных образцов, изготовленных из тех же материалов, что и эксплуатируемые трубы;

3) проведение контроля поверхности с помощью измерительных или оптических приборов.

Предусматривают меры (см. *ГОСТ Р 53678)* по предотвращению сульфидного коррозионного растрескивания труб под напряжением при парциальном давлении сероводорода (H_2S) в газовой фазе более 300 Па или при наличии его в обводненной нефти и воде в концентрации, соответствующей растворимости сероводорода при парциальном давлении 300 Па.

8.3 Защита от коррозии насосно-компрессорных труб

Для защиты от коррозии насосно-компрессорных труб применяют следующие меры:

a) в фонтанирующих скважинах перекрывают межтрубное пространство для запирания коррозионной среды внутри насосно-компрессорных труб. Внутреннюю поверхность насосно-компрессорных труб защищают специальными футеровками, покрытиями или ингибиторами. В скважинах с особо агрессивными условиями используют трубы из специальных легированных сталей или стеклопластика. В скважинах, содержащих в добываемой среде сероводород (H_2S), при использовании труб с высоким пределом текучести предусматривают специальные меры (см. *ГОСТ Р 53678)* для предотвращения сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением;

b) в насосных и газлифтных скважинах через межтрубное пространство вводят ингибиторы, обеспечивающие необходимую защиту от коррозии. В скважинах такого типа, особенно в насосных скважинах, применяют модернизированную технологию работ, например используют предохранители штанг вращения труб, удлинение и замедление рабочего хода насосов.

Целесообразность применения средств защиты от коррозии определяют, сравнивая себестоимость эксплуатации оборудования до и после применения этих средств в конкретных условиях эксплуатации. Эффективность применения ингибиторов проверяют по контрольным образцам, замеру глубины коррозионных повреждений, внешнему виду доступных частей оборудования, анализу воды на содержание железа до и после обработки труб ингибитором.

На месторождениях, вводимых в эксплуатацию, на ранних стадиях разработки проводят исследования по определению наиболее коррозионно-опасных участков, которые могут рассматриваться как потенциально опасные в коррозионном отношении.

Эти исследования должны включать следующее:

a) определение содержания агрессивных газов (углекислого и сероводорода) в добываемой среде. Рекомендуется проводить определение pH и химического состава пластовых вод (содержание ионов железа, органических кислот, общее количество хлоридов и других коррозионно-активных компонентов);

b) проведение испытаний по определению скорости коррозии с помощью контрольных образцов, изготовленных из тех же материалов, что и эксплуатируемые трубы;

c) проведение контроля поверхности труб с помощью измерительных или оптических приборов.

Особое внимание необходимо уделять мерам по защите от коррозии в скважинах с подземным оборудованием, расчетный срок эксплуатации которого короче, чем ожидаемый период эксплуатации скважин.

9 Ремонт *поврежденных труб* и *резьбовых соединений*

Допускается ремонт труб и *резьбовых соединений,* поврежденных при эксплуатации или погрузочно-разгрузочных операциях. Ремонт и оценку пригодности труб необходимо проводить в соответствии с *ГОСТ 31446*. Ремонт и оценка пригодности резьбовых соединений должны быть проведены в соответствии *с ГОСТ Р 51906 и ГОСТ 53365.*

10 Приварка приспособлений к обсадным трубам

10.1 Общие положения

10.1.1 Выбор стали для обсадных труб определяется условиями эксплуатации. Стали, наиболее пригодные для сварки в промысловых условиях, не обладают необходимыми эксплуатационными характеристиками. В связи с этим пригодность для сварки в промысловых условиях не является решающим фактором при выборе стали для изготовления обсадных труб. По этой причине, если не будут приняты специальные меры предосторожности, сварка может оказать неблагоприятное воздействие на свойства сталей, используемых для изготовления обсадных труб, особенно группы прочности J55 и выше.

10.1.2 Нагрев при сварке может оказать воздействие на механические свойства высокопрочных сталей. В зоне термического воздействия сварки могут возникать трещины и участки повышенной твердости, которые могут привести к разрушению, особенно при ударных воздействиях на соединения обсадных труб. Поэтому следует избегать применения сварки высокопрочных обсадных труб.

10.1.3 Рекомендуется использовать технологии и оборудование, которые исключают применение сварки. Например, вместо приварки соединений в нижней части колонны для предотвращения их развинчивания может быть применено цементирование или запорные устройства. Аналогичным образом рекомендуется применять механические способы крепления центраторов и скребков.

10.1.4 Несмотря на то, что не рекомендуется применение сварки высокопрочных обсадных труб, все же считается, что при некоторых обстоятельствах может быть принято решение о применении сварки. В этих случаях следует придерживаться определенной *аттестованной* технологии сварки, которая снижает до минимума ее влияние, *и выполнять сварочные работы в соответствии с установленными требованиями*. В настоящем разделе приведено краткое описание таких технологий в качестве рекомендаций для персонала, осуществляющего сварку.

10.1.5 Не рекомендуется применять сварку на ответственных участках колонны обсадных труб и сварку сероводородостойких труб, для которых не допускается снижение прочности на растяжение, разрыв и смятие. Если сварка необходима, то ее применение следует ограничить самой нижней частью цементируемого участка обсадной колонны. Приварку башмака, если это необходимо, следует проводить с большой осторожностью и строго придерживаться описанных здесь правил.

10.1.6 Ответственность за применение сварки не возлагается на сварщика, но ее качество в значительной степени зависит от его квалификации. Свариваемость обсадных труб различных типов и групп прочности варьируется в значительных пределах, что накладывает на сварщика повышенную ответственность. *К сварочным работам должны допускаться квалифицированные аттестованные сварщики. Перед началом сварочных работ сварщик должен ознакомиться с технологическими картами сварки и соответствующими инструкциями. При необходимости следует убедиться путем практической проверки в том, что сварщик способен выполнить работу с удовлетворительным качеством.*

10.2 Сварные швы

10.2.1 Сварные швы должны обладать достаточной механической прочностью, чтобы исключить возможность развинчивания резьбовых соединений и обеспечивать крепление различных приспособлений к обсадным трубам. В процессе эксплуатации сварные швы должны выдерживать удары, биение, вибрацию и другие воздействия на обсадные трубы. Также важной является стойкость сварных швов к изгибающим нагрузкам. Для соблюдения этих требований сварные швы должны быть достаточно пластичными и не иметь трещин, хрупких участков или участков повышенной твердости.

10.2.2 Герметичность сварных швов, предусматриваемых описанными технологиями, не является решающим фактором. Назначение сварных швов заключается в закреплении или предотвращении развинчивания соединений. Если выполняется сварка частей соединений, сварной шов также не предназначен для герметизации и уплотнения соединения, а только как средство предотвращения развинчивания соединения. Герметичность создается непосредственно самим соединением.

10.2.3 Герметичность сварного шва требуется только при приварке приспособлений для подвески обсадной колонны.

10.3 Способы сварки

В настоящее время применяют дуговую сварку покрытыми электродами или автогенную сварку. При наличии ацетилено-кислородной или пропано-кислородной горелки применяют твердые припои, плавящиеся при температуре 650 °С и ниже и обладающие соответствующими по прочности механическими свойствами. Их можно использовать для предупреждения образования хрупких участков или трещин при сварке легированных обсадных труб, однако сварка при такой температуре может привести к снижению прочности таких труб.

10.4 Наплавочный материал при дуговой сварке

При дуговой сварке следует использовать электроды с низким содержанием водорода, включая все электроды марок AWS Ex 15, Ex 16 и Ex 18, указанных в [5]. Электроды с низким содержанием водорода не должны подвергаться воздействию атмосферы до начала сварки. Такие электроды следует после вскрытия содержащих их контейнеров сохранять в термостатах при температуре от 65 °С до 150 °С. После удаления из термостата электроды необходимо использовать в течение 30 мин. Неиспользованные в течение этого времени электроды должны быть забракованы или снова подвергнуты прокаливанию при температуре от 315 °С до 370 °С в течение часа. После повторной обработки электроды должны быть вновь помещены в термостат.

10.5 Подготовка основного металла

Свариваемые участки должны быть сухими. Краску, смазку, окалину, ржавчину и грязь необходимо удалить с них с помощью щетки или ветоши.

10.6 Предварительный нагрев и охлаждение

10.6.1 Предварительный нагрев является необходимым при сварке обсадных труб из всех марок стали. Участки шириной не менее 75 мм, прилегающие к месту сварного шва, должны быть нагреты до температуры от 205 °С до 315 °С с сохранением этой температуры во время сварки. Для контроля температуры следует использовать карандаш-индикатор «Tempilt ik» или аналогичное приспособление.

10.6.2 Следует избегать резкого охлаждения. Для обеспечения медленного охлаждения сварные швы должны быть защищены от экстремальных погодных условий (холода, дождя, сильного ветра и т. п.). Сварные швы, выполняемые на обсадных трубах, спускаемых в скважину, необходимо охладить на воздухе до температуры ниже 120 °С (следует использовать карандаш-индикатор «Tempilt ik» или аналогичное приспособление) и только после этого опускать трубы в скважину. Длительность необходимого охлаждения обычно составляет около 5 мин.

10.7 Технология сварки

10.7.1 Сварку следует начинать сразу после достижения температуры предварительного нагрева. Место проведения сварочных работ должно быть защищено от воздействия атмосферных осадков (сильного ветра, дождя, снега), пыли и песка.

10.7.2 При применении дуговой сварки следует использовать электроды диаметром 5 мм и менее. Сварку рекомендуется производить в два прохода, при условии, что второй проход покрывает только ранее наплавленный металл и не попадает на поверхность обсадной трубы. Назначение второго прохода — отпуск или отжиг нижнего сварного шва и прилегающего металла. Второй проход должен быть выполнен очень быстро после очистки первого валика сварного шва, чтобы не допустить быстрого охлаждения металла, нагретого при первом проходе, которое может привести к охрупчиванию. Поперечное перемещение электрода следует свести к минимуму, а силу тока установить в нижней части диапазона, рекомендованного изготовителем электродов. Необходимо предпринять все меры предосторожности, чтобы не допустить подреза сварного шва.

10.7.3 Перед наложением следующего слоя сварного шва необходимо удалить с нижнего валика шлак и флюс путем обрубки или шлифования.

10.7.4 Привариваемые приспособления должны как можно плотнее прилегать к поверхности обсадных труб.

10.7.5 Не следует допускать возбуждения дуги на поверхности обсадной трубы, поскольку каждый прожог электродом ведет к возникновению зоны упрочнения и повреждению поверхности, а зачастую к образованию трещин. Следует возбуждать дугу об оснастку, которая изготавливается из стали, мало подверженной такому повреждению. При настоятельной необходимости создания дуги на поверхности обсадной трубы, это может быть сделано только на привариваемом участке.

10.7.6 Необходимо обеспечить надежное присоединение заземляющего кабеля к обсадной трубе, но не приваривать его к ней. Заземляющий кабель должен быть надежно прижат к трубе хомутом или закреплен между клиньями захвата трубы. Плохой контакт может явиться причиной искрения, ведущего к возникновению упрочненных зон и образованию под ними начала трещин. Не следует присоединять заземляющий кабель к буровой, основанию роторного стола или стеллажу для труб.

10.7.7 По возможности большую часть сварных работ следует выполнять на стеллажах, а не на полу буровой вышки, или в то время, когда обсадные трубы подвешены в скважине. Такая практика имеет двойное преимущество:

a) сварка может проводиться в наиболее благоприятных условиях;

b) скорость охлаждения сварного шва может быть снижена и более точно отрегулирована. Присоединять заземляющий провод следует непосредственно к свариваемой трубе, но не к стеллажу для труб.

10.7.8 Если приваривают соединительные муфты, муфты с обратным клапаном и направляющие башмаки, то наплавляемый слой металла должен быть достаточным для предотвращения развинчивания указанных деталей. При сварке верхней части муфты с обратным клапаном или находящейся на роторе соединительной муфты обсадной трубы или при сварке, не требующей сплошного сварного шва, следует выполнить три шва длиной 75 мм под углом 120° — для обсадных труб наружным диа-

метром 244,48 мм, три шва длиной 100 мм — для труб наружным диаметром более 244,48 мм, три шва длиной 250 мм — для труб наружным диаметром менее 244,48 мм.

10.7.9 Если выполняют швы длиной более 100—150 мм, то рекомендуется применять обратноступенчатый способ сварки. Например, если первый шов длиной 150 мм накладывают в виде узкого валика слева направо, затем, отступив приблизительно на 150 мм левее этого шва, выполняют новый шов до точки начала ранее наложенного шва.

10.7.10 Полные угловые швы должны иметь примерно одинаковые размеры сторон. Необходимо избегать подрезов сварного шва. Предпочтение следует отдавать двухпроходным швам (с очисткой шва между проходами).

10.7.11 Если к обсадной трубе приваривают кронштейн, то сварной шов должен быть расположен вокруг всего контура кронштейна. Рекомендуется создать дугу вблизи конца кронштейна, приварить этот конец и вести шов обратно примерно до центра кронштейна. Затем следует быстро погасить дугу, обрезать кронштейн до необходимой длины, а неприваренный конец с помощью молотка пригнуть к трубе. После чего следует выполнить сварной шов вокруг второго конца кронштейна и вести его в обратном направлении до ранее наложенного шва, после чего погасить дугу. Таким образом, концы кронштейна могут быть приварены без зажигания или прерывания дуги рядом с ними.

10.7.12 При приварке центраторов и скребков к обсадным трубам длина сварных швов должна быть не менее 50 мм с интервалом между швами 50 мм.

10.7.13 При приварке к обсадной трубе вращающихся скребков рекомендуется следующее расположение сварных швов: на каждом конце скребка — швы по всей длине, на передней кромке — два шва длиной 19 мм с двумя равными интервалами, в середине задней кромки — один шов длиной 19 мм.

Приложение А
(обязательное)

Расчетные значения моментов свинчивания резьбовых соединений

Таблица А.1 — Расчетные значения момента свинчивания обсадных труб *с резьбовыми соединениями SC и LC* по *ГОСТ 31446*

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
114,30	5,21	H40	SC	1040	—	—
114,30	5,21	J55	SC	1380	LC	—
	5,69			1790		—
	6,35			2090		2200
	7,37			*2530*		*2660*
	8,56			*3040*		*3200*
114,30	5,21	K55	SC	1520	LC	—
	5,69			1980		—
	6,35			2310		2430
	7,37			—		*2950*
	8,56			—		*3540*
114,30	*5,21*	*M65*	*SC*	*1930*	*LC*	—
	5,69			*2192*		—
	6,35			—		*2550*
	7,37			—		*3100*
	8,56			—		*3720*
114,30	6,35	L80	—	—	LC	3030
	7,37			—		3670
	8,56			—		*4180*
	10,20			—		*5390*
114,30	6,35	N80	—	—	LC	3090
	7,37			—		3740
	8,56			—		*4490*
	10,20			—		*5500*
114,30	6,35	C90	—	—	LC	3320
	7,37			—		4030
	8,56			—		*4840*
	10,20			—		*5920*
114,30	6,35	*R95*	—	—	LC	*3560*
	7,37			—		*4320*
	8,56			—		*5180*
	10,20			—		*6340*
114,30	*6,35*	*T95*	—	—	*LC*	*3500*
	7,37			—		*4250*

Продолжение таблицы А.1

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
114,30	*8,56*	*T95*	—	—	*LC*	*5100*
	10,20			—		*6230*
114,30	6,35	P110	—	—	LC	4100
	7,37			—		4960
	8,56			—		5960
	10,20			—		*7290*
114,30	*6,35*	Q125	—	—	LC	*4570*
	7,37			—		*5540*
	8,56			—		*6650*
	10,20			—		*8130*
114,30	*6,35*	*Q135*	—	—	*LC*	*4920*
	7,37			—		*5970*
	8,56			—		*7160*
	10,20			—		*8760*
127,00	5,59	J55	SC	1810	LC	—
	6,43			2290		2470
	7,52			2800		3020
	9,19			—		*3850*
	10,70			—		*4580*
127,00	5,59	K55	SC	1990	LC	—
	6,43			2520		2730
	7,52			3090		3340
	9,19			—		*4250*
	10,70			—		*5050*
127,00	*5,59*	*M65*	*SC*	*2100*	*LC*	—
	6,43			*2660*		*2870*
	7,52			—		*3110*
	9,19			—		*4480*
	11,10			—		*5540*
127,00	*6,43*	L80	—	—	LC	*3410*
	7,52			—		4170
	9,19			—		5320
	10,70			—		*6320*
	11,10			—		6590
	12,14			—		*7260*
	12,70			—		7610
127,00	*6,43*	N80	—	—	LC	*3470*
	7,52			—		4250
	9,19			—		5420
	10,70			—		*6440*
	11,10			—		6710
	12,14			—		*7390*
	12,70			—		7760
127,00	*6,43*	C90	—	—	LC	*3750*
	7,52			—		4590

Продолжение таблицы А.1

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
127,00	9,19	C90	—	—	LC	5850
	11,10			—		7240
	12,14			—		7980
	12,70			—		8370
127,00	6,43	R95	—	—	LC	4010
	7,52			—		4910
	9,19			—		6260
	10,70			—		7320
	11,10			—		7740
	12,14			—		8530
	12,70			—		8950
127,00	6,43	T95	—	—	LC	3950
	7,52			—		4830
	9,19			—		6160
	11,10			—		7630
	12,14			—		8400
	12,70			—		8810
127,00	6,43	P110	—	—	LC	4610
	7,52			—		5650
	9,19			—		7190
	10,70			—		8550
	11,10			—		8910
	12,14			—		9810
	12,70			—		10290
127,00	9,19	Q125	—	—	LC	8040
	10,70			—		9560
	11,10			—		9950
	12,14			—		10960
	12,70			—		11500
127,00	7,52	Q135	—	—	LC	6800
	9,19			—		8660
	10,70			—		10290
	11,10			—		10720
139,70	6,20	H40	SC	1760	LC	—
	6,98			2060		2220
	7,72			2340		2530
	9,17			—		3110
	10,54			—		3650
139,70	6,20	J55	SC	2330	LC	—
	6,98			2730		2940
	7,72			3110		3340
	9,17			—		4120
	10,54			—		4830
139,70	6,20	K55	SC	2560	LC	—
	6,98			3000		3240

Продолжение таблицы А.1

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
139,70	7,72	K55	SC	2560	LC	3680
	9,17			3000		*4530*
	10,54			3410		*5310*
139,70	*6,20*	*M65*	*SC*	*2720*	*LC*	*2920*
	6,98			*3180*		*3420*
	7,72			—		*3890*
	9,17			—		*4790*
	10,54			—		*5620*
139,70	*6,98*	L80	SC	—	LC	*4070*
	7,72			—		4630
	9,17			—		5700
	10,54			—		6690
139,70	*6,20*	N80	SC	*3290*	LC	—
	6,98			*3850*		*4140*
	7,72			*4380*		4710
	9,17			—		5800
	10,54			—		6810
139,70	*6,98*	C90	—	—	LC	*4480*
	7,72			—		5090
	9,17			—		6270
	10,54			—		7360
139,70	*6,98*	*R95*	—	—	LC	*4790*
	7,72			—		5440
	9,17			—		6700
	10,54			—		7860
139,70	*6,98*	T95	—	—	LC	*4720*
	7,72			—		5360
	9,17			—		6600
	10,54			—		7750
139,70	*6,98*	P110	*SC*	*4380*	LC	—
	7,72			—		6270
	9,17			—		7720
	10,54			—		9060
139,70	*7,72*	Q125	—	—	LC	*7000*
	9,17			—		*8620*
	10,54			—		10120
139,70	*7,72*	*Q135*	—	—	*LC*	*7550*
	9,17			—		*9290*
	10,54			—		*10910*
146,05	*6,50*	*H40*	*SC*	*1960*	*LC*	—
	7,00			*2160*		*2320*
	7,70			*2440*		*2610*
	8,50			—		*2950*
	9,50			—		*3370*
146,05	*6,50*	J55	SC	2590	LC	*2780*
	7,00			2860		*3060*

Продолжение таблицы А.1

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
146,05	7,70	J 55	SC	3230	LC	3460
	8,50			—		3910
	9,50			—		4460
	10,70			—		5110
146,05	6,50	K55	SC	2840	LC	3060
	7,00			3130		3370
	7,70			3540		3800
	8,50			—		4290
	9,50			—		4900
	10,70			—		5610
146,05	6,50	M65	SC	3020	LC	—
	7,00			3330		3570
	7,70			3760		4030
	8,50			—		4550
	9,50			—		5190
	10,70			—		5940
146,05	7,00	L80	—	—	LC	4250
	7,70			—		4790
	8,50			—		5410
	9,50			—		6180
	10,70			—		7080
146,05	6,50	N80	SC	3660	LC	—
	7,00			4030		4320
	7,70			4550		4880
	8,50			—		5510
	9,50			—		6280
	10,70			—		7200
146,05	7,00	C90	—	—	LC	4670
	7,70			—		5270
	8,50			—		5960
	9,50			—		6790
	10,70			—		7780
146,05	7,00	R95	—	—	LC	5000
	7,70			—		5640
	8,50			—		6370
	9,50			—		7270
	10,70			—		8320
146,05	7,00	T95	—	—	LC	4920
	7,70			—		5560
	8,50			—		6270
	9,50			—		7160
	10,70			—		8200
146,05	7,00	P110	—	—	LC	5750
	7,70			—		6490
	8,50			—		7330

Продолжение таблицы А.1

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
146,05	*9,50*	*P110*	—	—	*LC*	*8360*
	10,70			—		*9570*
146,05	*8,50*	*Q125*	—	—	*LC*	*8190*
	9,50			—		*9350*
	10,70			—		*10710*
146,05	*8,50*	*Q135*	—	—	*LC*	*8830*
	9,50			—		*10070*
	10,70			—		*11540*
168,28	7,32	H40	SC	2490	LC	2710
	8,00			*2800*		*3040*
	8,94			*3200*		*3480*
	10,59			*3900*		*4230*
168,28	7,32	J55	SC	3320	LC	3600
	8,00			*3710*		*4030*
	8,94			4250		4620
	10,59			—		*5620*
	12,06			—		*6500*
168,28	7,32	K55	SC	3620	LC	3940
	8,00			*4050*		*4400*
	8,94			4640		5050
	10,59			—		*6140*
	12,06			—		*7100*
168,28	*7,32*	*M65*	*SC*	*3870*	*LC*	*4190*
	8,00			*4330*		*4690*
	8,94			—		*5370*
	10,59			—		*6540*
	12,06			—		*7570*
168,28	*7,32*	L80	—	—	LC	*5000*
	8,00			—		*5600*
	8,94			—		6410
	10,59			—		7810
	12,06			—		9030
168,28	*7,32*	N80	SC	*4690*	LC	*5090*
	8,00			*5250*		*5690*
	8,94			*6010*		6520
	10,59			—		7940
	12,06			—		9190
168,28	8,94	C90	—	—	LC	7060
	10,59			—		8610
	12,06			—		9950
168,28	*7,32*	*R95*	—	—	LC	*5890*
	8,00			—		*6590*
	8,94			—		*7540*
	10,59			—		*9190*
	12,06			—		*10630*

Продолжение таблицы А.1

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
168,28	*8,94*	*T95*	—	—	*LC*	*7440*
	10,59			—		*9070*
	12,06			—		*10490*
168,28	*8,00*	P110	—		LC	*7580*
	8,94			—		8690
	10,59			—		10590
	12,06			—		12250
168,28	*8,94*	Q125	—	—	LC	*9720*
	10,59			—		*11840*
	12,06			—		13710
168,28	*8,94*	*Q135*	—	—	*LC*	*10470*
	10,59			—		*12760*
	12,06			—		*14750*
177,80	5,87	H40	SC	1650	*LC*	—
	6,91			2380		—
	8,05			*2900*		*3190*
	9,19			*3400*		*3750*
	10,36			—		*4310*
177,80	*5,87*	J55	SC	*2540*	LC	—
	6,91			3170		—
	8,05			3850		4240
	9,19			4530		4980
	10,36			—		*5730*
	11,51			—		*6450*
	12,65			—		*7150*
177,80	*5,87*	K55	SC	*2760*	LC	—
	6,91			3450		—
	8,05			4190		4630
	9,19			4930		5440
	10,36			—		*6250*
	11,51			—		*6380*
	12,65			—		*7080*
177,80	*6,91*	*M65*	*SC*	*3690*	*LC*	—
	8,05			—		*4940*
	9,19			—		*5800*
	10,36			—		*6670*
	11,51			—		*7510*
177,80	8,05	L80	—	—	LC	5890
	9,19			—		6930
	10,36			—		7960
	11,51			—		8970
	12,65			—		9950
	13,72			—		10860
	15,00			—		*11940*
177,80	*5,87*	N80	SC	*3590*	LC	—

Продолжение таблицы А.1

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
177,80	*6,91*	N80	*SC*	*4480*	LC	—
	8,05			*5450*		5990
	9,19			*6400*		7040
	10,36			—		8100
	11,51			—		9110
	12,65			—		10120
	13,72			—		11040
177,80	8,05	C90	—	—	LC	6500
	9,19			—		7630
	10,36			—		8780
	11,51			—		9880
	12,65			—		10970
	13,72			—		11970
177,80	8,05	*R95*	—	—	LC	6850
	9,19			—		8050
	10,36			—		9250
	11,51			—		10420
	12,65			—		11560
	13,72			—		12620
	15,00			—		*14050*
177,80	*8,05*	*T95*	—	—	*LC*	*6850*
	9,19			—		*8050*
	10,36			—		*9250*
	11,51			—		*10420*
	12,65			—		*11560*
	13,72			—		*12620*
177,80	9,19	P110	—	—	LC	9390
	10,36			—		10800
	11,51			—		12160
	12,65			—		13500
	13,72			—		14730
	15,00			—		*16180*
177,80	*9,19*	Q125	—	—	LC	*10500*
	10,36			—		*12080*
	11,51			—		*13610*
	12,65			—		15110
	13,72			—		16490
177,80	*9,19*	*Q135*	—	—	*LC*	*11320*
	10,36			—		*13020*
	11,51			—		*14670*
	12,65			—		*16280*
	13,72			—		*17760*
	15,00			—		*19520*
193,68	7,62	H40	SC	2870	—	—
193,68	*7,62*	J55	SC	*3820*	—	—

Продолжение таблицы А.1

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
193,68	8,33	J55	SC	4270	LC	4690
	9,52			—		*5510*
	10,92			—		*6460*
	12,70			—		*7640*
193,68	*7,62*	K55	SC	*4150*	LC	—
	8,33			4640		5110
	9,52			—		*5990*
	10,92			—		*7020*
	12,70			—		*8310*
193,68	*8,33*	*M65*	*SC*	*4980*	*LC*	*5470*
	9,52			—		*6420*
	10,92			—		*7530*
193,68	8,33	L80	—	—	LC	6530
	9,52			—		7680
	10,92			—		9000
	12,70			—		10650
	14,27			—		12090
	15,11			—		*12830*
	15,88			—		13520
193,68	8,33	N80	—	—	LC	6640
	9,52			—		7800
	10,92			—		9140
	12,70			—		10820
	14,27			—		12280
	15,11			—		*13030*
	15,88			—		13730
193,68	8,33	C90		—	LC	7210
	9,52			—		8470
	10,92			—		9930
	12,70			—		11750
	14,27			—		13330
	15,11			—		14160
	15,88			—		14910
193,68	8,33	*R95*		—	LC	7600
	9,52			—		8930
	10,92			—		10470
	12,70			—		12390
	14,27			—		14050
	15,11			—		*15110*
	15,88			—		15720
193,68	*8,33*	*T95*		—	*LC*	*7600*
	9,52			—		*8930*
	10,92			—		*10470*
	12,70			—		*12390*
	14,27			—		*14050*

Продолжение таблицы А.1

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
193,68	*15,11*	*T95*		—	*LC*	*14920*
	15,88			—		*15720*
193,68	*8,33*	P110		—	LC	*8860*
	9,52			—		10420
	10,92			—		12220
	12,70			—		14460
	14,27			—		16400
	15,11			—		*16810*
	15,88			—		18340
193,68	*8,33*	Q125		—	LC	*9930*
	9,52			—		*11660*
	10,92			—		*13670*
	12,70			—		16190
	14,27			—		18370
	15,11			—		19520
	15,88			—		20540
193,68	*8,33*	Q135		—	*LC*	*11700*
	9,52			—		*12570*
	10,92			—		*14730*
	12,70			—		*17440*
	14,27			—		*19780*
	15,11			—		*21010*
	15,88			—		*22130*
219,08	*6,71*	H40	SC	*2480*	*LC*	—
	7,72			3150		—
	8,94			3780		*4250*
	10,16			*4410*		*4940*
219,08	6,71	J55	SC	3310	LC	—
	7,72			*4400*		*4710*
	8,94			5050		5660
	10,16			5880		6590
	11,43			—		*7540*
	12,70			—		*8480*
219,08	6,71	K55	SC	3570	LC	—
	7,72			*4760*		*5110*
	8,94			5460		6130
	10,16			6350		7140
	11,43			—		*8170*
	12,70			—		*9180*
219,08	*6,71*	*M65*	*SC*	*3860*	*LC*	—
	7,72			*4910*		—
	8,94			*5890*		*6600*
	10,16			*6860*		*7680*
	11,43			—		*8790*
219,08	10,16	L80	—	—	LC	9190

Продолжение таблицы А.1

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
219,08	11,43	L80	—	—	LC	10530
	12,70			—		11840
	14,15			—		13320
219,08	*6,71*	N80	*SC*	*4700*	*LC*	—
	7,72			*5970*		—
	8,94			*7160*		*8010*
	10,16			*8330*		9330
	11,43			—		10680
	12,70			—		12020
	14,15			—		13520
219,08	*8,94*	C90	—	—	*LC*	*8720*
	10,16			—		10150
	11,43			—		11630
	12,70			—		13080
	14,15			—		14710
219,08	10,16	*R95*	—	—	LC	10700
	11,43			—		12260
	12,70			—		13790
	14,15			—		15510
219,08	*8,94*	*T95*	—	—	*LC*	*9190*
	10,16			—		*10700*
	11,43			—		*12260*
	12,70			—		*13790*
	14,15			—		*15510*
219,08	*8,94*	P110		—	LC	*10710*
	10,16			—		*12470*
	11,43			—		14300
	12,70			—		16090
	14,15			—		18100
219,08	*10,16*	Q125		—	LC	*13990*
	11,43			—		*16020*
	12,70			—		*18020*
	14,15			—		20280
219,08	*10,16*	*Q135*		—	*LC*	*15070*
	11,43			—		*17260*
	12,70			—		*19420*
	14,15			—		*21850*
244,48	7,92	H40	SC	3440	*LC*	—
	8,94			3990		*4600*
	10,03			*4580*		*5280*
244,48	*7,92*	J55	SC	*4590*	LC	—
	8,94			5340		6140
	10,03			6120		7050
	11,05			—		*7880*
	11,99			—		*8640*

Продолжение таблицы А.1

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
244,48	*13,84*	J55	SC	—	LC	*10130*
244,48	*7,92*	*K55*	*SC*	*4940*	LC	—
	8,94			5740		6630
	10,03			6590		7610
	11,05			—		*8500*
	11,99			—		*9330*
	13,84			—		*10940*
244,48	*8,94*	*M65*	*SC*	*6230*	*LC*	*7160*
	10,03			*7150*		*8220*
	11,05			—		*9200*
	11,99			—		*10090*
244,48	*8,94*	L80		—	LC	*8590*
	10,03			—		9860
	11,05			—		11030
	11,99			—		12100
	13,84			—		14190
	15,11			—		*15590*
	15,90			—		*16460*
244,48	*7,92*	N80	*SC*	*6520*	LC	*7500*
	8,94			*7520*		*8710*
	10,03			*8690*		10000
	11,05			—		11190
	11,99			—		12270
	13,84			—		14390
	15,11			—		*15810*
244,48	*8,94*	C90		—	LC	*9490*
	10,03			—		10900
	11,05			—		12190
	11,99			—		13380
	13,84			—		15690
	15,11			—		*17240*
244,48	*8,94*	*R95*		—	LC	*10000*
	10,03			—		11490
	11,05			—		12850
	11,99			—		14100
	13,84			—		16540
	15,11			—		*18170*
	15,90			—		*19180*
244,48	*8,94*	*T95*		—	*LC*	*10000*
	10,03			—		*11490*
	11,05			—		*12850*
	11,99			—		*14100*
	13,84			—		*16540*
	15,11			—		*18160*
244,48	*8,94*	P110		—	LC	11660

Продолжение таблицы А.1

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
244,48	*10,03*	P110		—	LC	*13380*
	11,05			—		14980
	11,99			—		16440
	13,84			—		19280
	15,11			—		*21170*
	15,90			—		*22350*
244,48	*10,03*	Q125		—	LC	*15010*
	11,05			—		*16800*
	11,99			—		18440
	13,84			—		21620
	15,11			—		*23750*
244,48	*10,03*	*Q135*		—	*LC*	*16180*
	11,05			—		*18100*
	11,99			—		*19860*
	13,84			—		*23380*
	15,11			—		*25600*
	15,90			—		*27030*
273,05	7,09	H40	SC	2790	—	—
	8,89			4250		—
273,05	*7,09*	J55	SC	*4270*	—	—
	8,89			5700		—
	10,16			6680		—
	11,43			7660		—
	12,57			*8530*		—
	13,84			*9480*		—
273,05	*7,09*	K55	SC	*4580*	—	—
	8,89			6100		—
	10,16			7160		—
	11,43			8210		—
	12,57			*9140*		—
	13,84			*10160*		—
273,05	*8,89*	*M65*	SC	*6650*	—	—
	10,16			*7810*		—
	11,43			*8950*		—
	12,57			*9970*		—
273,05	*8,89*	L80	SC	*8000*	—	—
	10,16			*9380*		—
	11,43			10760		—
	12,57			11990		—
	13,84			*13330*		—
	15,11			*14660*		—
	16,50			*16110*		—
273,05	*8,89*	N80	SC	*8100*	—	—
	10,16			*9500*		—
	11,43			10900		—

Продолжение таблицы А.1

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
273,05	12,57	*N80*	*SC*	12140	—	—
	13,84			*13500*		—
	15,11			*14850*		—
273,05	*8,89*	C90	SC	*8850*	—	—
	10,16			*10390*		—
	11,43			11920		—
	12,57			13270		—
	13,84			*14760*		—
	15,11			*16240*		—
273,05	*8,89*	*R95*	SC	*9430*	—	—
	10,16			*11070*		—
	11,43			12560		—
	12,57			13990		—
	13,84			*15720*		—
	15,11			*17290*		—
	16,50			*18990*		—
273,05	*8,89*	*T95*	*SC*	*9330*	—	—
	10,16			*10950*		—
	11,43			*12560*		—
	12,57			*13990*		—
	13,84			*15550*		—
	15,11			*17110*		—
273,05	*8,89*	P110	SC	*10860*	—	—
	10,16			*12750*		—
	11,43			14630		—
	12,57			16300		—
	13,84			18130		—
	15,11			19950		—
	16,50			*21880*		—
273,05	*10,16*	Q125	SC	*14330*	—	—
	11,43			*16420*		—
	12,57			*18290*		—
	13,84			20360		—
	15,11			22400		—
273,05	*10,16*	*Q135*	*SC*	*15440*	—	—
	11,43			*17700*		—
	12,57			*19710*		—
	13,84			*21930*		—
	15,11			*24130*		—
	16,50			*26500*		—
298,45	8,46	H40	SC	4170	—	—
298,45	*8,46*	J55	SC	*5590*	—	—
	9,53			6460		—
	11,05			7700		—
	12,42			8800		—

Продолжение таблицы А.1

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
298,45	8,46	K55	SC	5970	—	—
	9,53			6900		—
	11,05			8220		—
	12,42			9400		—
298,45	9,53	M65	SC	7560	—	—
	11,05			8990		—
	12,42			10280		—
298,45	11,05	L80	SC	10830	—	—
	12,42			12370		—
	14,78			14990		—
298,45	11,05	N80	SC	12000	—	—
	12,42			12420		—
	14,78			15180		—
298,45	11,05	C90	SC	10960	—	—
	12,42			13710		—
	14,78			15180		—
298,45	11,05	R95	SC	12770	—	—
	12,42			14460		—
	14,78			17690		—
298,45	11,05	T95	SC	12640	—	—
	12,42			14460		—
	14,78			17520		—
298,45	11,05	P110	SC	14720	—	—
	12,42			16830		—
	14,78			20400		—
298,45	12,42	Q125	SC	18920	—	—
	14,78			22930		—
298,45	12,42	Q135	SC	20380	—	—
	14,78			24710		—
323,85	8,50	5 5	SC	5840	—	—
	9,50			6690		—
	11,10			8040		—
	12,40			9120		—
	14,00			10440		—
323,85	8,50	K55	SC	6220	—	—
	9,50			7120		—
	11,10			8560		—
	12,40			9720		—
	14,00			11120		—
323,85	8,50	M65	SC	6810	—	—
	9,50			7800		—
	11,10			9370		—
	12,40			10640		—
	14,00			12180		—
323,85	9,50	L80	SC	9430	—	—

Продолжение таблицы А.1

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
323,85	*11,10*	*L80*	*SC*	*11330*	—	—
	12,40			*12860*		—
	14,00			*14730*		—
323,85	*9,50*	*N80*	*SC*	*9540*	—	—
	11,10			*11460*		—
	12,40			*13010*		—
	14,00			*14900*		—
323,85	*9,50*	*C90*	*SC*	*10460*	—	—
	11,10			*12560*		—
	12,40			*14260*		—
323,85	*9,50*	*R95*	*SC*	*11130*	—	—
	11,10			*13370*		—
	12,40			*15180*		—
	14,00			*17380*		—
323,85	*9,50*	*T95*	*SC*	*11020*	—	—
	11,10			*13240*		—
	12,40			*15030*		—
323,85	*11,10*	*P110*	*SC*	*15420*	—	—
	12,40			*17500*		—
	14,00			*20040*		—
323,85	*12,40*	*Q125*	*SC*	*19690*	—	—
	14,00			*22540*		—
323,85	*12,40*	*Q135*	*SC*	*24220*	—	—
	14,00			*24300*		—
339,72	8,38	H40	SC	4370	—	—
339,72	*8,38*	J55	SC	*5860*	—	—
	9,65			6970		—
	10,92			8070		—
	12,19			9160		—
	14,00			*10680*		—
339,72	*8,38*	K55	SC	*6230*	—	—
	9,65			7410		—
	10,92			8580		—
	12,19			9740		—
	14,00			*11360*		—
339,72	*9,65*	*M65*	*SC*	*8150*	—	—
	10,92			*9430*		—
	12,19			*10710*		—
339,72	*9,65*	L80	SC	*9830*	—	—
	10,92			*11370*		—
	12,19			12910		—
	13,06			13950		—
	14,00			*15080*		—
	15,40			*16730*		—
339,72	*9,65*	N80	SC	*9940*	—	—

Продолжение таблицы А.1

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
339,72	*10,92*	N80	SC	*11500*	—	—
	12,19			13060		—
	13,06			14110		—
	14,00			*15240*		—
339,72	*9,65*	C90	SC	*10900*	—	—
	10,92			*12210*		—
	12,19			14330		—
	13,06			15480		—
339,72	*9,65*	*R95*	SC	*11600*	—	—
	10,92			*13000*		—
	12,19			15110		—
	13,06			16320		—
	14,00			*17790*		—
	15,40			*19750*		—
339,72	*9,65*	*T95*	*SC*	*11490*	—	—
	10,92			*13300*		—
	12,19			*15100*		—
	13,06			*16310*		—
339,72	12,19	P110	SC	17580	—	—
	13,06			18990		—
	14,00			*20500*		—
	15,40			*22760*		—
339,72	13,06	Q125	SC	21370	—	—
339,72	*13,06*	*Q135*	*SC*	*23020*	—	—
	14,00			*24870*		—
	15,40			*27610*		—
406,40	9,53	H40	SC	5950	—	—
406,40	11,13	J55	SC	9630	—	—
	12,57			11080		—
406,40	11,13	K55	SC	10190	—	—
	12,57			11730		—
406,40	*11,13*	*M65*	*SC*	*11270*	—	—
	12,57			*12970*		—
473,08	11,05	H40	SC	7580	—	—

Окончание таблицы А.1

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
473,08	11,05	J55	SC	10220	—	—
473,08	11,05	K55	SC	10770	—	—
473,08	*11,05*	*M65*	*SC*	*11970*	—	—
508,00	11,13	H40	SC	7870	*LC*	*9120*
508,00	11,13	J55	SC	10620	LC	12290
	12,70			12370		14320
	16,13			16160		18700
508,00	11,13	K55	SC	11160	LC	12950
	12,70			13000		15090
	16,13			16980		19700
508,00	*11,13*	*M65*	*SC*	*12450*	*LC*	*14400*
508,00	*12,70*	*M65*	*SC*	*14510*	*LC*	*16780*

Примечание — Рекомендуется определять конечное положение свинчивания по положению *муфты на трубе*, а не по моменту свинчивания (4.6.6).

Таблица А.2 — Расчетные значения момента свинчивания для насосно-компрессорных труб *с резьбовыми соединениями NU, НКТ и EU, НКТВ* по *ГОСТ 31446*

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
26,67	2,87	H40	NU	*220*	EU	630	—	—		—
	3,91					*1370*		—		—
26,67	2,87	J55	NU	240	EU	810	—	—	*НКТВ*	*810*
	3,91			—		*1550*		—		
26,67	*2,87*	*K72*	—	—	—	—	—	—	*НКТВ*	*1070*
26,67	2,87	L80	NU	330	EU	1090	—	—	—	—
	3,91					*2080*		—		—
26,67	2,87	N80	NU	340	EU	1130	—	—	*НКТВ*	*1130*
	3,91					*2140*		—		—
26,67	2,87	C90	NU	350	EU	1190	—	—	—	—
	3,91					*2260*		—		—
26,67	*2,87*	*T95*	*NU*	*370*	*EU*	*1240*	—	—	—	—
	3,91			—		*2380*		—		—
26,67	*3,91*	*P110*	—	—	*EU*	*2790*	—	—	—	—
33,40	3,38	H40	NU	280	EU	590	—	—	—	—
	4,55					*1150*		—		—
33,40	3,38	J55	NU	370	EU	770	*НКТ*	*370*	*НКТВ*	*780*
	3,50			—		—		*390*		*830*
	4,55			—		*1300*		*560*		*1300*
33,40	*3,50*	*K72*	—	—	—	—	*НКТ*	*510*	*НКТВ*	*1100*
33,40	3,38	L80	NU	500	EU	1040	*НКТ*	*500*	*НКТВ*	*1040*
	3,50			—		—		*520*		*1120*
	4,55			—		*1750*		*760*		*1760*
33,40	3,38	N80	NU	510	EU	1070	*НКТ*	*510*	*НКТВ*	*1070*
	3,50			—		—		*540*		*1160*
	4,55			—		*1800*				*1810*
33,40	3,38	C90	NU	540	EU	1130	*НКТ*	*540*	*НКТВ*	*1130*
	4,55			—		*1900*		—		*1910*
33,40	*3,38*	*T95*	*NU*	*570*	*EU*	*1190*	*НКТ*	*570*	*НКТВ*	*1190*
	4,55			—		*2000*		—		*2010*

Продолжение таблицы А.2

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
33,40	*4,55*	*P110*	—	—	*EU*	*2350*	—	—	*НКТВ*	*2360*
42,16	3,56	H40	NU	360	EU	720	—	—	—	—
	4,85			—		*1390*		—		—
42,16	3,56	J55	NU	470	EU	940	*НКТ*	*470*	*НКТВ*	*940*
	4,85			—		*1590*		*800*		*1590*
42,16	*3,56*	*K72*	*NU*	*620*	*EU*	*1240*	*НКТ*	*620*	*НКТВ*	*1250*
42,16	3,56	L80	NU	640	EU	1270	*НКТ*	*640*	*НКТВ*	*1280*
	4,85			—		*2150*		*990*		*2150*
42,16	3,56	N80	NU	660	EU	1300	*НКТ*	*660*	*НКТВ*	*1310*
	4,85			—		*2200*		—		*2210*
42,16	3,56	C90	NU	700	EU	1380	*НКТ*	*700*	*НКТВ*	*1390*
	4,85			—		*2340*		—		*2340*
42,16	*3,56*	*T95*	*NU*	*740*	*EU*	*1460*	*НКТ*	*730*	*НКТВ*	*1460*
	4,85			—		*2460*		—		*2470*
42,16	*4,85*	*P110*	—	—	*EU*	*2890*	—	—	*НКТВ*	*2900*
48,26	3,68	H40	NU	430	EU	910	—	—	—	—
	5,08					*1740*		—		—
48,26	3,68	J55	NU	560	EU	1190	*НКТ*	*560*	*НКТВ*	*1190*
	4,00			—		—		*630*		*1380*
	5,08			—		*2010*		—		—
48,26	*4,00*	*K72*	—	—	—	—	*НКТ*	*870*	*НКТВ*	*1820*
48,26	3,68	L80	NU	760	EU	1610	*НКТ*	*760*	*НКТВ*	*1620*
	4,00			—		—		*680*		*1870*
	5,08			—		*2730*		—		—
48,26	3,68	N80	NU	780	EU	1650	*НКТ*	*780*	*НКТВ*	*1650*
	4,00			—		—		*880*		*1750*
	5,08			—		*2800*		—		—
48,26	3,68	C90	NU	830	EU	1760	—	—	—	—
	5,08			—		*2980*		—		—
48,26	*3,68*	*T95*	*NU*	*870*	*EU*	*1850*	—	—	—	—
	5,08			—		*3130*		—		—

Продолжение таблицы А.2

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
48,26	*5,08*	*P110*	*EU*	*3680*	—	—	—	—	—	—
60,32	4,24	H40	NU	630	EU	—	—	—	—	—
	4,83			760		1340		—		—
60,32	4,24	J55	NU	830	EU	—	*НКТ*	*830*	*НКТВ*	*1590*
	4,83			990		1750		*990*		*1750*
	5,00			—		—		*1040*		*1800*
60,32	*5,00*	*K72*	—	—	—	—	*НКТ*	*1360*	*НКТВ*	*2360*
60,32	4,24	L80	NU	1130	EU	—	*НКТ*	*1130*	*НКТВ*	*2170*
	4,83			1350		2390		*1350*		*2390*
	5,00			—		—		*1410*		*2450*
	6,45			1930		2970		*1930*		*2970*
	8,53			—		*2770*		—		—
60,32	4,24	N80	NU	1160	EU	—	*НКТ*	*1150*	*НКТВ*	*2220*
	4,83			1380		2450		*1380*		*2450*
	5,00			—		—		*1440*		*2510*
	6,45			1980		3040		*1970*		*3040*
60,32	4,24	C90	NU	1230	EU	—	*НКТ*	*1230*	*НКТВ*	*2370*
	4,83			1470		2610		*1470*		*2610*
	5,00			—		—		*1540*		*2680*
	6,45			2110		3250		*2100*		*3240*
	8,53			—		*3020*		—		—
60,32	*4,83*	*R95*	—	—	—	—	*НКТ*	*1580*	*НКТВ*	*2800*
	5,00			—		—		*1650*		*2880*
	6,45			—		—		*2260*		*3480*
60,32	*4,24*	*T95*	*NU*	*1300*	*EU*	—	*НКТ*	*1300*	*НКТВ*	*2490*
	4,83			*1540*		*2750*		*1550*		*2750*
	5,00			—		—		*1620*		*2820*
	6,45			*2220*		*3420*		*2210*		*3410*
	8,53			—		*3180*		—		—

Продолжение таблицы А.2

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
60,32	*4,83*	*P110*	*NU*	*1800*	*EU*	*3220*	*НКТ*	—	*НКТВ*	*3220*
	5,00					—		—		*3300*
	6,45			*2600*		*4010*		*2600*		*4000*
60,32	*4,24*	*Q135*	—	—		—	*НКТ*	*1820*	*НКТВ*	*3500*
	4,83			—		—		*2170*		*3860*
	5,00			—		—		*2270*		*3960*
	6,45			—		—		*3110*		*4790*
73,02	5,51	H40	NU	1080	EU	1700	—	—	—	—
73,02	5,51	J55	NU	1420	EU	2230	*НКТ*	*1420*	*НКТВ*	*2230*
	7,01			—		—		*1900*		*2680*
73,02	*5,51*	*K72*	*NU*	*1870*	*EU*	*2940*	*НКТ*	*1860*	*НКТВ*	*2920*
	7,01			*2500*		*3540*		*2490*		*3520*
73,02	5,51	L80	NU	1940	EU	3050	*НКТ*	*1940*	*НКТВ*	*3050*
	7,01			2590		3680		*2560*		*3670*
	7,82			2930		4000		—		—
	8,64			—		*3240*		—		—
73,02	5,51	N80	NU	1990	EU	3120	*НКТ*	*1990*	*НКТВ*	*3120*
	7,01			2650		3760		*2650*		*3760*
	7,82			3000		4090		—		—
73,02	5,51	C90	NU	2130	EU	3340	*НКТ*	*2120*	*НКТВ*	*3340*
	7,01			2840		4020		*2830*		*4020*
	7,82			3210		4380		—		—
	8,64			—		*3550*		—		—
73,02	*5,51*	*R95*	—	—	—	—	*НКТ*	*2280*	*НКТВ*	*3580*
	7,01			—		—		*3040*		*4310*

Продолжение таблицы А.2

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
73,02	5,51	T95	NU	2230	EU	3520	НКТ	2230	НКТВ	3520
	7,01			2830		4720		2980		4230
	7,82			3370		4590		—		—
	8,64					3740		—		—
73,02	5,51	P110	NU	2610	EU	4120	НКТ	2620	НКТВ	4120
	7,01			3490		4950		3490		4960
	7,82			3940		5660		—		—
73,02	5,51	Q135	—	—		—	НКТ	3140	НКТВ	4940
	7,01			—		—		4190		5940
88,90	5,49	H40	NU	1250	EU	—	—	—	—	—
	6,45			1520		—		—		—
	7,34			1770		—		—		—
	6,45			—		2340		—		—
88,90	5,49	J55	NU	1640	EU	—	НКТ	—	НКТВ	—
	6,45			2010		3090		2000		3080
	7,34			2330		—		2330		3400
	8,00			—		—		2570		3630
88,90	6,45	K72	NU	2640	EU	3750	НКТ	2620	НКТВ	4040
	8,00			—		—		—		4750
88,90	5,49	L80	NU	2250	EU	—	НКТ	—	НКТВ	—
	6,45			2750		4240		2750		4240
	7,34			3200		—		3200		4670
	8,00			—		—		3520		4990
	9,52			4260		5700		4250		5690
88,90	5,49	N80	NU	2300	EU	—	НКТ	—	НКТВ	—
	6,45			2810		4330		2810		4330
	7,34			3270				3270		4770
	8,00							3600		5090
	9,52			4350		5820		4340		5810

Продолжение таблицы А.2

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
88,90	5,49	C90	NU	2460	EU	—	*НКТ*	—	*НКТВ*	—
	6,45			3010		4650		*3010*		*4650*
	7,34			3510		—		*3500*		*5120*
	8,00			—		—		*3860*		*5470*
	9,52			4670		6250		*4660*		*6240*
88,90	*6,45*	*R95*	—	—	—	—	*НКТ*	*3230*	*НКТВ*	*4980*
	7,34			—		—		*3760*		*5490*
	8,00			—		—		*4140*		*5860*
	9,52			—		—		*5000*		*6690*
88,90	*5,49*	*T95*	*NU*	*2590*	*EU*	—	*НКТ*	—	*НКТВ*	—
	6,45			*3170*		*4780*		*3170*		*4890*
	7,34			*3690*		—		*3690*		*5390*
	8,00			—		—		*4060*		*5760*
	9,52			*5200*		*6420*		*4910*		*6570*
88,90	*6,45*	*P110*	*NU*	*3710*	*EU*	*5100*	*НКТ*	*3710*	*НКТВ*	*5370*
	7,34			—		—		*4320*		*6310*
	8,00			—		—		*4760*		*6740*
	9,52			*5370*		*6530*		*5740*		*7860*
88,90	*6,45*	*Q135*	—	—	—	—	*НКТ*	*4450*	*НКТВ*	*6880*
	7,34			—		—		*5180*		*7580*
	8,00			—		—		*5710*		*8090*
	9,52			—		—		*6890*		*9230*
101,60	5,74	H40	NU	1260	EU	—	—	—	—	—
	6,65			—		2630		—		—
101,60	5,74	J55	NU	1660	EU	—	*НКТ*	—	*НКТВ*	—
	6,50			—		—		*1990*		*3400*
	6,65			—		3470		*2050*		*3460*

Продолжение таблицы А.2

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
101,60	*6,50*	*K72*	—	—	—	—	*НКТ*	*2610*	*НКТВ*	*4460*
101,60	5,74	L80	NU	2280	EU	—	*НКТ*	—	*НКТВ*	—
	6,50			—		—		*2740*		*4690*
	6,65			—		4780		*2820*		*4780*
101,60	5,74	N80	NU	2330	EU	—	*НКТ*	—	*НКТВ*	—
	6,50			—		—		*2790*		*4790*
	6,65			—		4880		*2880*		*4870*
101,60	5,74	C90	NU	2500	EU	—	*НКТ*	—	*НКТВ*	—
	6,50			—		—		*3010*		*5150*
	6,65			—		5250		*3100*		*5240*
101,60	*6,50*	*R95*		—		—	*НКТ*	*3220*	*НКТВ*	*5520*
	6,65			—		—		3320		5610
101,60	*5,74*	*T95*	*NU*	*2720*	*EU*	—	*НКТ*	—	*НКТВ*	—
	6,50			—		—		*3170*		*5430*
	6,65			—		*5320*		*3260*		*5520*
101,60	*6,50*	*P110*	—	—	—	—	*НКТ*	*3700*	*НКТВ*	*6340*
	6,65			—		—		*3810*		*6460*
101,60	*6,50*	*Q135*	—	—	—	—	*НКТ*	*4450*	*НКТВ*	*7630*
	6,65			—		—		*4580*		*7760*
114,30	6,88	H40	NU	1780	EU	2930	*НКТ*	*1710*	*НКТВ*	*2960*
114,30	6,88	J55	NU	2360	EU	3870	*НКТ*	*2260*	*НКТВ*	*3860*
	7,00			—		—		*2320*		*3920*
114,30	*7,00*	*K72*	—	—	—	—	*НКТ*	*3030*	*НКТВ*	*5120*

Окончание таблицы А.2

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
114,30	6,88	L80	NU	3250	EU	5340	*НКТ*	*3130*	*НКТВ*	*5340*
	7,00			—		—		*3200*		*5410*
114,30	6,88	N80	NU	3310	EU	5450	*НКТ*	*3190*	*НКТВ*	*5440*
	7,00			—		—		*3260*		*5510*
114,30	6,88	C90	NU	3570	EU	5870	*НКТ*	*3570*	*НКТВ*	*5870*
	7,00			—		—		*3650*		5940
114,30	*6,88*	*R95*	—	—	—	—	*НКТ*	*3680*	*НКТВ*	*6280*
	7,00			—		—		*3760*		*6360*
114,30	*6,88*	*T95*	*NU*	*3650*	*EU*	*5950*	*НКТ*	*3620*	*НКТВ*	*6180*
	7,00			—		—		*3700*		*6260*
114,30	*6,88*	*P110*	—	—	—	—	*НКТ*	*4230*	*НКТВ*	*7220*
	7,00			—		—		*4330*		*7320*
114,30	*6,88*	*Q135*	—	—	—	—	*НКТ*	*5090*	*НКТВ*	*8710*
	7,00			—		—		*5200*		*8810*

Примечание — Рекомендуется определять конечное положение свинчивания по положению *муфты на трубе*, а не по моменту свинчивания (5.6.6).

Таблица А.3 — Классификация бывших в употреблении труб по уменьшению толщины стенки и их цветовая идентификация

Класс	Цвет полосы	Уменьшение толщины стенки, % от номинальной толщины стенки	Остаточная толщина стенки, % от номинальной толщины стенки
2	Желтый	0—15	85
3	Синий	16—30	70
4	Зеленый	31—50	50
5	Красный	Более 50	Менее 50

Таблица А.4 — Цветовая идентификация поврежденных или несоответствующих труб и муфт

Показатель	Цвет и количество полос
Повреждение муфты	Одна красная полоса шириной приблизительно 50 мм вокруг поврежденной муфты или торца
Повреждение резьбы на конце трубы	Одна красная полоса шириной приблизительно 50 мм вокруг трубы рядом с поврежденной резьбой
Труба не соответствует требованиям при шаблонировании	Одна зеленая полоса шириной приблизительно 50 мм в точке остановки шаблона, вторая полоса рядом с полосой, указывающей на классификацию по уменьшению толщины стенки (см. таблицу А.4)

Приложение В
(справочное)

Соответствие резьбовых соединений, упомянутых в настоящем стандарте, и резьбовых соединений, применявшихся ранее в национальной промышленности

Таблица В.1 — Соответствие резьбовых соединений, упомянутых в настоящем стандарте, и резьбовых соединений, применявшихся ранее в национальной промышленности

Вид труб	Тип резьбового соединения по настоящему стандарту и нормативный документ, устанавливающий к нему требования		Тип резьбового соединения по ранее применявшимся стандартам и нормативный документ, устанавливающий к нему требования	
	ГОСТ Р 51906	ГОСТ Р 53365	ГОСТ 632	ГОСТ 633
Обсадные трубы	SC с короткой треугольной резьбой	—	(не имеет обозначения) с короткой треугольной резьбой	—
	LC с удлиненной треугольной резьбой	—	У с удлиненной треугольной резьбой	—
	BC с трапецеидальной резьбой	—	—	—
	—	ОТТМ с трапецеидальной резьбой	ОТТМ с трапецеидальной резьбой	—
	—	ОТТГ с трапецеидальной резьбой и узлом уплотнения металл-металл	ОТТГ с трапецеидальной резьбой и узлом уплотнения металл-металл	—
Насосно-компрессорные трубы	NU с треугольной резьбой для соединения труб с невысаженными концами	—	—	—
	EU с треугольной резьбой для соединения труб с высаженными наружу концами	—	—	—
	—	НКТ с треугольной резьбой для соединения труб с невысаженными концами	—	(не имеет обозначения) с треугольной резьбой для соединения труб с невысаженными концами
	—	НКТВ с треугольной резьбой для соединения труб с высаженными наружу концами	—	В с треугольной резьбой для соединения труб с высаженными наружу концами
	—	НКМ с трапецеидальной резьбой и узлом уплотнения металл-металл	—	НКМ с трапецеидальной резьбой и узлом уплотнения металл-металл

Приложение ДА
(справочное)

Сравнение структуры настоящего стандарта со структурой примененного в нем международного стандарта

Таблица ДА.1

Структура международного стандарта ИСО 10405:2000		Структура настоящего стандарта	
Раздел	Подраздел, пункт	Раздел	Подраздел, пункт
1		1	
2		2	
3		3	3.1
			3.2
4	4.5	4	4.1
	4.1		4.2
	4.2		4.3
	4.3		4.4
			4.5
	4.4		4.6
	4.6		4.7
	4.7		4.8
	4.8		4.9
5	—	5	5.1
	5.1		5.2
			5.3
			5.4
	5.2		5.5
	5.3		5.6
	5.4		5.7
	5.5		5.8
6	6.1	6	6.1
	6.2		6.2
	6.3		6.3
	6.4		6.4
7	7.1	7	7.1
	7.2		7.2
	7.3		7.3
	7.4		7.4
—	4.8.17, 5.5.16	8	8.1
			8.2
			8.3
8		9	

Окончание таблицы ДА.1

Структура международного стандарта ИСО 10405:2000		Структура настоящего стандарта	
Раздел	Подраздел, пункт	Раздел	Подраздел, пункт
9	9.1	10	10.1
	9.2		10.2
	9.3		10.3
	9.4		10.4
	9.5		10.5
	9.6		10.6
	9.7		10.7
	Таблица 1	Приложение А	Таблица А.1
	Таблица 2		—
	Таблица 3		Таблица А.2
	Таблица 4		Таблица А.3
	Таблица 5		Таблица А.4
Приложение А		—	
—		Приложение В	
—		Приложение ДА	
—		Библиография	

Библиография

[1] Кодекс внутреннего водного транспорта Российской Федерации, Федеральный закон от 7 марта 2001 г. № 24-ФЗ

[2] Устав железнодорожного транспорта Российской Федерации, Федеральный закон от 10 января 2003 г. № 18-ФЗ

[3] Общие правила перевозок грузов автомобильным транспортом, утвержденные Минавтотрансом РСФСР 30.07.1971 г., с изменением от 21.05.2007 г.

[4] Общие правила воздушных перевозок пассажиров, багажа и грузов, утвержденные приказом Министерства транспорта Российской Федерации от 28 июня 2007 г. № 82

[5] AWS Spec A5.1[1)], Электроды покрытые из углеродистой стали для дуговой сварки

[1)] Американское общество специалистов по сварке, 550 N.W. Lejeune Rd, PO Box 351040, Miami, FL 33135, USA.

УДК 621.774:622.233	ОКС 75.180.10	В62	ОКП 13 2100, 13 2700

Ключевые слова: трубы обсадные и насосно-компрессорные, эксплуатация, обслуживание, порядок спуска и подъема, подготовка и контроль, свинчивание, причины неисправностей, транспортирование, погрузочно-разгрузочные операции, хранение, контроль и классификация бывших в употреблении труб, ремонт, приварка приспособлений

Редактор *С.И. Фролова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *В.Е. Нестерова*
Компьютерная верстка *Л.А. Круговой*

Сдано в набор 11.12.2014. Подписано в печать 15.01.2015. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 6,98. Уч.-изд. л. 6,45. Тираж 36 экз. Зак. 354.

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

ОКС 75.180.10

Изменение № 1 ГОСТ Р 56175—2014 (ИСО 10405:2000) Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по эксплуатации и обслуживанию

Утверждено и введено в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23.05.2017 № 414-ст

Дата введения—2017—09—01

Содержание. Исключить наименования раздела 10 и подразделов 10.1—10.7;

приложение А. Заменить слово: «обязательное» на «справочное»;

дополнить наименованием приложения ДБ:

«Приложение ДБ (рекомендуемое) Рекомендации по проверке соответствия резьбовых соединений закупленных обсадных и насосно-компрессорных труб».

В элементе стандарта «Введение» и по всему тексту стандарта заменить ссылки: ГОСТ Р 53365 на ГОСТ 33758, ГОСТ 31446 на ГОСТ Р 53366; заменить обозначение: «НКТ» на «НКТН».

Раздел 1. Исключить слова: «*и сварке в промысловых условиях*».

Раздел 2. Исключить ссылки: ГОСТ 31446—2012 (ISO 11960:2004), ГОСТ Р 53365—2009 и их наименования;

заменить ссылки:

«ГОСТ 10692—80 Трубы стальные, чугунные и соединительные части к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение» на «ГОСТ 10692—2015 Трубы стальные, чугунные и соединительные детали к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение»;

«ГОСТ Р 51906—2002 Соединения резьбовые обсадных, насосно-компрессорных труб и трубопроводов и резьбовые калибры для них. Общие технические требования» на «ГОСТ Р 51906—2015 Соединения резьбовые обсадных, насосно-компрессорных труб, труб для трубопроводов и резьбовые калибры для них. Общие технические требования»;

«ГОСТ Р ИСО 13678 (проект) Трубы обсадные, насосно-компрессорные, трубопроводные и элементы бурильных колонн, применяемые в нефтяной и газовой промышленности. Оценка и испытание смазок для резьбовых соединений» на «ГОСТ Р ИСО 13678—2015 Трубы обсадные, насосно-компрессорные, трубопроводные и элементы бурильных колонн для нефтяной и газовой промышленности. Оценка и испытание резьбовых смазок»;

«ГОСТ Р (ИСО 10400, MOD) (проект) Трубы обсадные, насосно-компрессорные, бурильные и трубопроводные для нефтяной и газовой промышленности. Формулы и расчет свойств» на «ГОСТ Р 54918—2012 (ISO/TR 10400:2007) Трубы обсадные, насосно-компрессорные, бурильные и трубы для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Формулы и расчет свойств»;

дополнить ссылками:

«ГОСТ 24297—2013 Верификация закупленной продукции. Организация проведения и методы контроля

ГОСТ 33758—2016 Трубы обсадные и насосно-компрессорные и муфты к ним. Основные параметры и контроль резьбовых соединений. Общие технические требования

ГОСТ Р 53366—2009 (ИСО 11960:2004) Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных и насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия»;

для ГОСТ Р 53678—2009 (ИСО 15156-2:2003) заменить слова: «использования» на «применения»; «применению» на «применение».

Пункты 4.5.2, 5.5.2 изложить в новой редакции:

«*Перед спуском колонны необходимо обеспечить центрирование талевой системы относительно устья скважины. Перед посадкой трубы в муфту должна быть проверена соосность соединяемых труб во избежание их перекоса при свинчивании*».

Пункт 4.6.4. Второй абзац изложить в новой редакции:

«Трубный ключ должен быть выбран по размеру труб так, чтобы создавать усилие, равное 1,5 % прочности резьбового соединения, рассчитанной по ГОСТ Р 54918, или на 50 % превышать момент свинчивания, указанный в таблице А.1 (приложение А)»;

шестой абзац изложить в новой редакции:

«*Средства измерений, применяемые при регистрации момента свинчивания, должны быть поверены в установленном порядке*».

Пункт 5.6.3. Второй абзац изложить в новой редакции:

«Трубный ключ должен быть выбран по размеру труб так, чтобы создавать усилие, равное 1,5 % прочности резьбового соединения, рассчитанной по ГОСТ Р 54918, или на 50 % превышать момент свинчивания, указанный в таблице А.2 (приложение А)».

Пункт 7.2.4. Заменить ссылку: ИСО 10400 на ГОСТ Р 54918.

Раздел 9 изложить в новой редакции:

«Допускается ремонт труб и резьбовых соединений, поврежденных при эксплуатации или погрузочно-разгрузочных операциях. *Оценку пригодности труб после ремонта для дальнейшей эксплуатации необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 53366, пригодности резьбовых соединений — в соответствии с ГОСТ Р 51906 и ГОСТ 33758».*

Раздел 10 исключить.

Приложение А. Заменить слово: «обязательное» на «справочное»;

таблица А.1. Графа «Группа прочности». Для наружного диаметра труб 323,85 мм заменить обозначение: «5 5» на «J55»;

таблица А.2. Примечание. Заменить ссылку: 5.6.6 на 5.6.5.

Приложение ДА. Таблицу ДА.1 изложить в новой редакции:

«Таблица ДА.1

Структура настоящего стандарта		Структура международного стандарта ISO 10405:2000	
Раздел	Подраздел, пункт	Раздел	Подраздел, пункт
1		1	
2		2	
3	3.1	3	
	3.2		
4	4.1	4	4.5
	4.2		4.1, 4.2
	4.3		—
	4.4		—
	4.5		4.3
	4.6		4.4
	4.7		4.6
	4.8		4.7
	4.9		4.8
5	5.1	5	—
	5.2		5.1
	5.3		—
	5.4		—
	5.5		5.2
	5.6		5.3
	5.7		5.4
	5.8		5.5
6	6.1	6	6.1
	6.2		6.2
	6.3		6.3
	6.4		6.4

Окончание таблицы ДА.1

Структура настоящего стандарта		Структура международного стандарта ISO 10405:2000	
Раздел	Подраздел, пункт	Раздел	Подраздел, пункт
7	7.1	7	7.1
	7.2		7.2
	7.3		7.3
	7.4		7.4
8	8.1	—	4.8.17, 5.5.16
	8.2		
	8.3		
9		8	
—	—	9	9.1
			9.2
			9.3
			9.4
			9.5
			9.6
			9.7
Приложение А	Таблица А.1	—	Таблица 1
	—		Таблица 2
	Таблица А.2		Таблица 3
	Таблица А.3		Таблица 4
	Таблица А.4		Таблица 5
	—	Приложение А	—
Приложение В		—	
Приложение ДА		—	
Приложение ДБ		—	

».

Стандарт дополнить приложением ДБ:

«Приложение ДБ
(рекомендуемое)

Рекомендации по проверке соответствия резьбовых соединений закупленных обсадных и насосно-компрессорных труб

ДБ.1 Общие положения

ДБ.1.1 В настоящем приложении приведены рекомендации по проверке соответствия резьбовых соединений закупленных обсадных и насосно-компрессорных труб, устранению обнаруженных несоответствий и применению труб после их устранения.

Настоящее приложение не должно применяться при проверке соответствия бывших в эксплуатации резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб.

Общие требования к проверке соответствия закупленных обсадных и насосно-компрессорных труб установленным требованиям приведены в ГОСТ 24297 и [6].

ДБ.1.2 При проверке соответствия резьбовых соединений достаточно провести визуальный контроль качества их поверхности для определения отсутствия повреждений (механических, коррозионных), полученных при транспортировании, погрузочно-разгрузочных операциях и хранении.

В случае обнаружения повреждений поверхности следует провести контроль геометрических параметров и натягов резьбовых соединений.

Контроль геометрических параметров и натягов резьбовых соединений должен быть проведен в соответствии с требованиями нормативной документации на поставку труб с резьбовыми соединениями, а также требованиями, указанными в заказе.

ДБ.2 Персонал и оснащение подразделений, осуществляющих проверку соответствия

ДБ.2.1 Проверку соответствия резьбовых соединений должны осуществлять подразделения потребителя (трубные базы, цеха, площадки и т.п.):

- оснащенные необходимыми средствами измерений, включая калибры для контроля резьбового соединения соответствующего типа и диаметра, а также средствами для ремонта резьбовых соединений;
- располагающие нормативной и технической документацией, содержащей требования к резьбовым соединениям и методам их контроля, рекомендации по свинчиванию резьбовых соединений, а также документами о приемочном контроле (сертификатами) изготовителя труб;
- имеющие специалистов, способных провести оценку соответствия поверхности, формы профиля и геометрических параметров резьбовых соединений, а также определить возможность устранения несоответствий.

ДБ.2.2 При обнаружении несоответствий должно быть обеспечено хранение труб с несоответствующими резьбовыми соединениями в условиях, предотвращающих ухудшение их качества и смешивание с другими трубами.

ДБ.3 Подготовка к проверке соответствия

ДБ.3.1 Условия проведения измерений должны соответствовать условиям, указанным в документации на соответствующие средства измерений.

Перед применением приборы, калибры, а также изделия, подвергаемые проверке, должны выдерживаться при температуре окружающей среды в течение времени, достаточного для выравнивания температуры.

ДБ.3.2 Перед проведением проверки соответствия поверхность резьбовых соединений должна быть тщательно очищена от резьбовой смазки, которая применялась при установке резьбовых предохранительных деталей на концы труб и муфт.

ДБ.4 Проведение проверки соответствия

ДБ.4.1 При проверке соответствия труб и муфт, свинченных механическим способом, контролю должны подвергаться резьбовые соединения только свободных концов труб и муфт.

ДБ.4.2 Проверка соответствия резьбовых соединений должна быть проведена методами и средствами измерений, указанными в нормативной документации на поставку труб с резьбовыми соединениями.

Средства измерений, рекомендуемые для проверки соответствия геометрических параметров, приведены в таблице ДБ.1.

ДБ.4.3 Проверку соответствия качества поверхности резьбовых соединений проводят визуально без применения увеличительных приспособлений.

ДБ.4.4 Проверку соответствия геометрических параметров резьбовых соединений проводят в соответствующих плоскостях и положениях, указанных в нормативной или технической документации на резьбовые соединения.

Допускаются отклонения геометрических параметров резьбовых соединений, превышающие установленные предельные отклонения, если на поверхность резьбовых соединений нанесено покрытие.

Таблица ДБ.1 — Средства измерений

Показатель	Наименование
Длина резьбы трубы, мм	Штангенциркуль, штангенглубиномер
Диаметр уплотнительного элемента резьбового соединения трубы и муфты, мм	Рабочие гладкие калибры-кольца и калибры-пробки, штангенциркуль, штангенглубиномер
Натяг резьбы трубы и муфты, мм	Рабочие резьбовые и гладкие калибры-кольца и калибры-пробки, штангенциркуль, штангенглубиномер
Углы профиля резьбы, градус	Микроскоп (по слепку с резьбы)
Шаг резьбы, мм	Индикаторный прибор для контроля шага резьбы[1)]
Конусность резьбы, мм	Индикаторный прибор для контроля конусности резьбы[1)]
Высота профиля резьбы, мм	Индикаторный прибор для контроля высоты профиля резьбы[1)]
[1)] Должны применяться наконечники и установочные меры, указанные в нормативной и технической документации на резьбовые соединения.	

ДБ.4.5 Проверку соответствия натягов резьбовых соединений проводят с применением рабочих калибров для контроля резьбовых соединений соответствующего типа и размера.

Припасовку рабочих калибров проводят по контрольным калибрам соответствующего типа резьбового соединения и соответствующего размера.

При проверке необходимо применять только калиброванные калибры. Допускается для резьбовых соединений LC, SC, BC, NU, EU по ГОСТ Р 51906 применение сертифицированных калибров АПИ.

Должна быть разработана и задокументирована процедура измерения износа рабочих калибров — изменения натяга рабочих калибров по контрольным калибрам. Записи по процедуре и измерениям должны сохраняться не менее трех лет после последнего применения каждого рабочего калибра.

ДБ.5 Исправимые и неисправимые несоответствия

Выделяют два вида несоответствий резьбовых соединений — исправимые и неисправимые.

К трубам (в т.ч. с муфтами) с исправимыми несоответствиями резьбовых соединений относят трубы, которые после ремонта резьбовых соединений могут быть использованы по прямому назначению с ограничением или без ограничения области применения (таблица ДБ.2).

Без ограничения области применения могут быть использованы трубы, резьбовые соединения которых после ремонта соответствуют требованиям нормативной или технической документации и другим требованиям, указанным в документе о приемочном контроле (сертификате).

К трубам с неисправимыми несоответствиями резьбовых соединений относят трубы, которые после ремонта резьбовых соединений не могут быть использованы по прямому назначению. Такие трубы следует использовать как трубы общего назначения (для сооружения нефтепроводов, газопроводов, теплотрасс, продуктопроводов и т.п.) или как металлические конструкции (для сооружения постаментов, эстакад и т.п.), или в качестве лома.

Таблица ДБ.2 — Способы устранения несоответствий

Вид несоответствия			Способ устранения несоответствий	Область применения труб после устранения несоответствий
Несоответствие геометрических параметров	Резьбового соединения конца трубы		Отрезка конца трубы, нарезание нового резьбового соединения	По прямому назначению без ограничения области применения
	Резьбового соединения муфты		Отрезка конца трубы с муфтой, нарезание нового резьбового соединения, свинчивание трубы с новой муфтой	То же
Механические повреждения резьбового соединения трубы и муфты	Резьбовые соединения ВС, ОТТМ, ОТТГ, НКМ	Локальные повреждения не более двух вершин витков резьбы, расположенных между основной плоскостью резьбы и торцом трубы или муфты, протяженностью менее 20 мм	Зачистка повреждений надфилем или мелкой шлифовальной шкуркой (не крупнее № 400) при условии, что зачистка не выводит высоту профиля резьбы за минимальные допустимые значения	При использовании уплотнительного средства УС-1 — без ограничения области применения, при использовании других средств герметизации резьбовых соединений — во всех скважинах, кроме газовых, газонагнетательных и газлифтных
		Локальные повреждения более двух вершин витков резьбы, расположенных между основной плоскостью резьбы и торцом трубы или муфты, протяженностью 20 мм и более	Отрезка конца трубы, нарезание нового резьбового соединения	По прямому назначению без ограничения области применения
		Локальные повреждения не более пяти вершин витков резьбы, расположенных между основной плоскостью резьбы и сбегом резьбы или вершиной треугольного клейма	Зачистка повреждений надфилем или мелкой шлифовальной шкуркой (не крупнее № 400) при условии, что зачистка не выводит высоту профиля резьбы за минимальные допустимые значения	То же

Окончание таблицы ДБ.2

Вид несоответствия			Способ устранения несоответствий	Область применения труб после устранения несоответствий
Механические повреждения резьбового соединения трубы и муфты	Резьбовые соединения ВС, ОТТМ, ОТТГ, НКМ	Локальные повреждения более пяти вершин витков резьбы, расположенных между основной плоскостью резьбы и сбегом резьбы или вершиной треугольного клейма	Отрезка конца трубы, нарезание нового резьбового соединения	По прямому назначению без ограничения области применения
	Резьбовые соединения SC, LC, NU, EU, НКТН, НКТВ	Локальные повреждения вершин витков резьбы, выводящие высоту профиля резьбы за минусовые предельные отклонения	Отрезка конца трубы, нарезание нового резьбового соединения	То же
			Отрезка конца трубы с муфтой, нарезание нового резьбового соединения, свинчивание трубы с новой муфтой	
	Повреждения уплотнительных элементов резьбового соединения		Отрезка конца трубы, нарезание нового резьбового соединения	«
Коррозионные повреждения резьбового соединения трубы и муфты	Незначительные повреждения, после удаления которых не остается следов коррозии и геометрические параметры не выходят за допустимые значения		Удаление ветошью, мягкой щеткой, мелкой шлифовальной шкуркой (не крупнее № 400), для уплотнительных элементов резьбовых соединений — только ветошью	«
	Значительные повреждения		Отрезка конца трубы, нарезание нового резьбового соединения	«

ДБ.6 Проведение проверки соответствия после устранения несоответствий

Проверку соответствия резьбовых соединений после устранения несоответствий следует проводить на соответствие требованиям нормативной или технической документации на поставку изделий в соответствии с положениями, приведенными в ДБ.4».

Элемент стандарта «Библиография» дополнить позицией [6]:

«[6] Инструкция о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по качеству, утвержденная Постановлением Госарбитража СССР от 25.04.66 № П-7, с дополнениями и изменениями от 29.12.73 № 81, от 14.11.74 № 98 и от 23.07.75 № 115. Бюллетень нормативных актов министерств и ведомств СССР, 1975. — № 2. — С. 33 — 44».

(ИУС № 9 2017 г.)

gost.e-ecolog.ru